TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Комплексный анализ эффективности работы установки осушки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)

УДК 622.279.8:66.074(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Кулаков Михаил Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4,ОК-5,ОК-7) (EAC-4.2a) (ABET-3A)
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2,ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (ABET-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (EAC-4.2d), (ABET3e)
в области производственно-технологической деятельности		
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3,ПК-4, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14,ПК-15)
Р6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (EAC-4.2-h), (ABET-3d)
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
Р10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (ABET-3b)
в области проектной деятельности		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (ABET-3c), (EAC-4.2-e)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Ответственный за реализацию ООП
_____ _____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Кулакову Михаилу Викторовичу

Тема работы:

Комплексный анализ эффективности работы установки осушки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-123/с от 28.02.2020
Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Исходные данные: технологическая схема процесса подготовки газа на установке комплексной подготовки газа №4 (УКПГ-4) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), состав природного газа, параметры работы установок абсорбционной осушки газа и регенерации гликоля; 2. Фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы; 3. Стоимость ресурсов исследования, нормы и нормативы расходования ресурсов, используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования; 4. Производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, обеспечение безопасности.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения; 2. Анализ существующих и применяемых технологий осушки газа и регенерации абсорбента; 3. Моделирование и анализ работы установки осушки газа и регенерации гликоля на Ямбургском НГКМ; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения	Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна
Анализ существующих и применяемых технологий осушки газа и регенерации абсорбента	
Моделирование и анализ работы установки осушки газа и регенерации гликоля на Ямбургском НГКМ	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент ООД Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Анализ существующих и применяемых технологий осушки газа и регенерации абсорбента

Моделирование и анализ работы установки осушки газа и регенерации гликоля на Ямбургском НГКМ

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Кулаков Михаил Викторович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования: бакалавриат
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
Период выполнения: весенний семестр 2019/2020 учебного года
Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.03.2020	Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения	10
10.04.2020	Литературный обзор: Анализ существующих и применяемых технологий осушки газа и регенерации абсорбента	20
27.04.2020	Составление модели технологического процесса абсорбционной осушки газа и вакуумной регенерации гликоля на УКПГ-4 Ямбургского НГКМ	20
12.05.2020	Социальная ответственность	15
16.05.2020	Анализ параметров технологического процесса абсорбционной осушки газа и вакуумной регенерации гликоля на УКПГ-4 Ямбургского НГКМ	15
25.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
08.06.2020	Оформление работы	5

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 103 страниц, 29 рисунков, 23 таблиц, 36 источников литературы.

Ключевые слова: осушка газа, диэтиленгликоль, влажный газ, температура точки росы, абсорбер, регенерация гликоля.

Объект исследования: технология абсорбционной осушки природного газа и вакуумной регенерации диэтиленгликоля на УКПГ-4 Ямбургского НГКМ.

Цель работы: анализ влияния рабочих параметров установок абсорбционной осушки газа и вакуумной регенерации гликоля УКПГ-4 Ямбургского НГКМ на процесс и степень осушки газа.

В процессе исследования был изучен материал по различным методам осушки газа и регенерации гликоля, осуществлено моделирование технологического процесса осушки газа и регенерации гликоля в программе Unisim Design.

В результате исследования было оценено влияние различных параметров на степень и качество осушки газа, предложено изменение параметров, направленное на улучшение качества осушки газа.

Область применения: установки комплексной подготовки газа сеноманских залежей.

Экономическая эффективность/значимость работы: длительная эксплуатация газового месторождения ведет к падению давления и повышению выноса влаги и механических примесей, что повышает необходимость улучшения имеющихся систем осушки газа, для более высоких эксплуатационных возможностей систем трубопроводного транспорта в дальнейшем.

Обозначения и сокращения

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ЦПГ – цех подготовки газа;

КС – компрессорная станция;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ДНП – давление насыщенных паров;

ТТР – температура точки росы;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ОПГ – осушитель природного газа;

МКН – мультикассетная насадка;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

УОК – узел отключающих кранов;

НДЭГ – насыщенный диэтиленгликоль;

РДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль;

ГФУ – горизонтальная факельная установка;

ПОРД – печь огневой регенерации диэтиленгликоля;

МФА – многофункциональный аппарат.

Оглавление

Введение 12

1 Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения 15

1.1 Общие сведения о месторождении 15

1.2 Физико-химическая характеристика газа 17

2 Анализ существующих и применяемых технологий осушки газа и регенерации абсорбента 19

2.1 Физические принципы абсорбционного процесса 20

2.1.1 Свойства жидких поглотителей: гликоли 20

2.1.2 Процесс абсорбции 22

2.2 Аппараты осушки природного газа 23

2.2.1 Глубина осушки газа 23

2.2.2 Общая технологическая схема осушки газа 25

2.2.3 Абсорберы их виды и конструкция 27

2.2.4 Совершенствование оборудования массообменных процессов 30

2.3 Факторы, влияющие на процесс осушки природного газа 31

2.3.1 Влияние давления 31

2.3.2 Влияние температуры 33

2.3.3 Влияние концентрации гликоля 34

2.3.4 Влияние солей и механических примесей 35

2.4 Особенности осушки природного газа на ЯНКГМ 35

2.5 Проблемы, возникающие при эксплуатации установок гликолевой осушки природного газа 38

2.5.1 Вспенивание 38

2.5.2 Коррозия 39

2.5.3 Сепарация 39
2.5.4 Охлаждение 40
2.6 Сущность процесса регенерации гликоля 40
2.6.1 Регенерация при атмосферном давлении 43
2.6.2 Вакуумная регенерация 44
2.6.3 Азеотропная ректификация 45
2.6.4 Регенерация с применением отпарного газа 46
2.7 Описание технологической схемы регенерации гликоля на УКПГ 48
3 Моделирование и анализ работы установки осушки газа и регенерации гликоля на Ямбургском НГКМ 50
3.1 Моделирование технологической схемы осушки газа и регенерации гликоля УКПГ-4 Ямбургского НГКМ 51
3.1.1 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, параметров 52
3.1.2 Характеристика моделируемых процессов 54
3.1.3 Составление схемы 55
3.1.4 Определение параметров исследования 57
3.2 Анализ параметров процесса абсорбционной осушки газа 58
3.2.1 Влияние расхода газа 58
3.2.2 Влияние расхода осушителя 59
3.2.3 Влияние концентрации раствора РДЭГ 60
3.2.4 Влияние капельной влаги в потоке осушаемого газа 61
3.2.5 Влияние давления в абсорбере 62
3.2.6 Влияние температуры контакта 63
3.3 Анализ параметров процесса регенерации гликоля 64

3.3.1 Влияние давления в аппаратах установки регенерации 64
3.3.2 Влияние температуры регенерации 65
3.4 Анализ исследованных параметров 66
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..... 72
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования 72
4.2 Анализ конкурентных технических решений 74
4.3 SWOT-анализ..... 75
4.4 Определение исходных параметров расчета затрат на проведение улучшения процесса производства 78
4.4.1 Оценка стоимости диэтиленгликоля на рынке 78
4.4.2 Определение необходимого объема закупки 79
4.5 Выбор поставщика осушителя..... 80
4.6 Определение динамики энергозатрат 80
4.7 Суммарные финансовые затраты 81
4.8 Экономия потребления газа 82
5 Социальная ответственность 86
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 86
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства 86
5.1.2 Требования к компоновке рабочей зоны 87
5.2 Производственная безопасность..... 89
5.2.1 Повышенный уровень шума 90
5.2.2 Повышенный уровень вибрации 90
5.2.3 Загрязненность воздушной среды рабочей зоны..... 91
5.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны..... 92
5.2.5 Электробезопасность 93

5.2.6 Взрывопожароопасность 93
5.3 Экологическая безопасность 94
5.3.1 Влияние производства на атмосферу 94
5.3.2 Влияние производства на гидросферу 95
5.3.3 Влияние производства на литосферу 95
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 95
5.4.1 Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на производстве 96
5.4.2 Предупреждение ЧС и порядок действий в случае ее возникновения 96
Заключение 98
Список использованных источников: 100

Введение

Прочно установившаяся роль углеводородного сырья в современном мире вызывает необходимость дальнейшего освоения и разработки месторождений Крайнего Севера. Именно в этом регионе сконцентрированы наиболее крупные месторождения природного газа и газового конденсата не только России, но и всего мира: Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Бованенковское. Основная проблема разработки месторождений данного региона связана со сложностями в процессе подготовки добытого сырья к дальнейшей транспортировке. Подготовленный товарный газ должен соответствовать требованиям по его транспортировке в сложных климатических условиях, в зоне распространения многолетнемерзлых пород, что обеспечивается процессом его подготовки на установках комплексной подготовки газа.

Одним из ключевых этапов процесса подготовки газа является его осушка, то есть уменьшение содержания влаги в газе. Данный процесс резко снижает вероятность образования газовых гидратов в магистральных газопроводах, образование которых является одной из наиболее важных проблем процесса транспортировки природного газа. Их отложение на стенках газопровода вызывает уменьшение их пропускной способности, и как следствие повышение гидравлических сопротивлений движению транспортируемой среды, а также могут привести к аварийным ситуациям при эксплуатации газопровода.

Процессы, связанные с осушкой газа, на УКПГ №4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения осуществляются в цехе подготовки газа (ЦПГ). Подготовка газа осуществляется методом абсорбционной осушки гликолем с последующим его охлаждением до температуры 0° – -2°С. .В результате чего осушенный и охлажденный газ подается в подземные промысловые коллекторы к головной компрессорной станции КС Ямбургская, а затем – в системы магистральных газопроводов, подающих газ в центральные районы страны.

Также в систему комплексной подготовки газа входит установка по регенерации абсорбента, используемого при осушке газа. В качестве осушающего реагента на УКПГ используется диэтиленгликоль, концентрацию влаги в котором необходимо снижать до нормативных значений. Восстановление производится на вакуумной установке огневой регенерации.

Актуальность проблемы оптимизации очистки и расхода абсорбера и газа в установке осушки заключается в том, что степень оптимизации данных параметров влияет на степень осушки газа, потери углеводородов, попавших в поток ДЭГа при осушке, и потери самого абсорбента-осушителя, что непосредственно сказывается и на качестве подготовки товарного газа, и на объеме экономических затрат на сырье и потерь в производственном процессе.

Целью данной работы является анализ влияния рабочих параметров установок абсорбционной осушки газа и вакуумной регенерации гликоля УКПГ-4 Ямбургского НГКМ на процесс и степень осушки газа, с последующей оценкой результатов и предложением мер по повышению эффективности.

Задачи:

– Изучение геолого-промысловой характеристики месторождения;

– Изучение технологии абсорбционной осушки и разновидностей методов регенерации осушающего реагента;

– Моделирование технологического процесса подготовки газа на основе технологической схемы УКПГ-4 Ямбургского НГКМ;

– Анализ влияния различных факторов на качество осушки газа;

– Анализ полученных данных и определение оптимальных условий для увеличения эффективности эксплуатации установок;

– Оценка финансовых вложений и преимуществ внедрения.

Объектом исследования является действующая технология абсорбционной осушки природного газа и вакуумной регенерации диэтиленгликоля на УКПГ-4 Ямбургского НГКМ.

Предметом исследования является определение и анализ влияния параметров абсорбционной осушки газа и вакуумной регенерации гликоля на качество осушки.

1 Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Ямбургское НГКМ расположено на севере Западно-Сибирской равнины, на Тазовском полуострове, между Тазовской и Обской губой (рис. 1), на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Ближайшими наиболее крупными городами являются г. Новый Уренгой и г. Надым, которые расположены южнее и юго-западнее месторождения на 230 и 280 км соответственно.

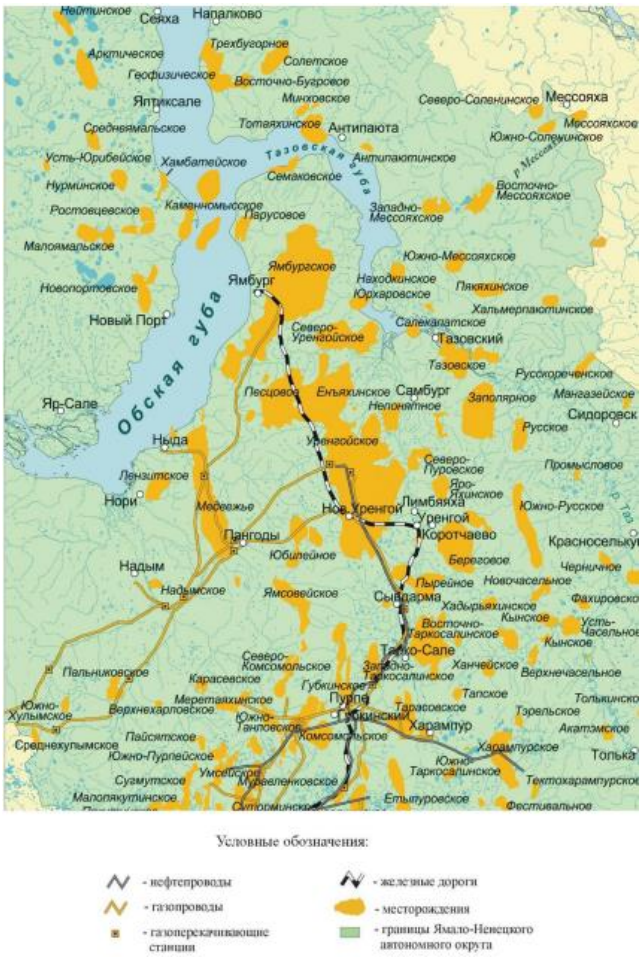


Рисунок 1 – Обзорная карта Ямбургского месторождения

Связь с месторождением, а именно с вахтовым поселком Ямбург осуществляется по автомобильной и железной дорогам, а также в период навигации по Обской губе. На месторождении также проложена автомобильная дорога, соединяющая установки комплексной подготовки газа. Транспортировка

подготовленного газа осуществляется по системе магистральных газопроводов и конденсатопроводов.

Территория месторождения представляет полого-увалистую равнину с общим уклоном с юго-запада на северо-восток и характеризуется сильным эрозионным расчленением. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 5 до 60 м.

Для данной территории характерно сплошное повсеместное распространение низкотемпературных многолетнемерзлых пород. Преобладает сливающийся тип многолетней мерзлоты. Глубина нейтрального слоя составляет 0,3 ÷ 1,5 м в зависимости от рельефа, и может достигать до 2 ÷ 5 м и более. Подошва многолетнемерзлых пород залегает на глубине 320 ÷ 465 м, причем на большей части территории она расположена в диапазоне глубин 400 ÷ 425 м. Средний геотермический градиент для подмерзлого разреза составляет 3,2 ÷ 3,4 °С / 100 м.

Ямбургское НГКМ расположено в северной части Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. В разрезе выделяют нижне- и среднеюрский, неокомский, аптальбский и сеноманский нефтегазоносные комплексы.

Как и на всей территории Западно-Сибирской провинции, отмечается высокая продуктивность сеноманского газоносного комплекса. Его отложения содержат уникальные по объемам запасы газа. Флюидоупор залежей комплекса – глина, толщиной до 800 м. Высокая гидродинамическая связь песчаных пластов сеномана объясняется тем, что глинистые пласты имеют линзовидное строение и не выдержаны по разрезу. Залежи по типу массивные; ловушки структурного типа; плоскость газоводяного раздела горизонтальна, но имеет наклон в северном направлении.

По компонентному составу в разрезе наиболее распространены мелкозернистый песчаник и крупнозернистый алевролит, сцементированность пород низкая. Открытая пористость находится в диапазоне 22 ÷ 40 %, проницаемость пород более 1 Д. Усредненный по разрезу коэффициент

песчанистости – 0,78. Сеноманская толща представлена коллекторами I – V классов (табл. 1).

Таблица 1 – Классификация коллекторов сеномана Ямбуркского НГКМ

Характеристика	Класс коллектора				
	I	II	III	IV	V
Глинистость, %	8÷16	15÷18	14÷25	22÷23	22÷30
Проницаемость, мД	1210÷1941,3	507,6÷982,3	108,7÷443	10,6÷93,5	1,2÷9,8
Эффективная пористость, %	25,5÷30,6	18,3÷26,2	18,0÷26,1	4,8÷17,7	2,05÷13,7
Остаточная водонасыщенность, %	10,8÷19,5	13,2÷27,5	20,2÷34,5	36,0÷75,4	45,1÷89,1
Литологический тип породы	Песчаник мелкозернистый, слабосцементированный	Алевролит крупнозернистый, песчанистый, песчаник мелкозернистый	Алевролит крупнозернистый, песчанистый. Алевролит разнозернистый, глинистый.	Алевролит мелкозернистый, глинистый	Алевролит разнозернистый, глинистый

1.2 Физико-химическая характеристика газа

Природный газ Харвутинской площади сеноманской залежи Ямбургского месторождения – сухой, метановый.

Компонентный состав газа в соответствии с проектом, % об:

- CO_2 – 0,04 ÷ 0,05;
- N_2 – 0,85÷ 1,03;
- CH_4 – 98,8 ÷99,1;
- C_2H_6 – 0,1;
- $C_{5+в}$ – 0,2 ÷ 0,3;
- Сероводород отсутствует;
- Механические примеси содержат: окислы железа, кремнезем, глинозем.

Относительная плотность по воздуху – 0,560.

Параметры газа в начальный период эксплуатации:

− Среднее пластовое давление – 11,73 МПа;

− Пластовая температура – 26 °С;

− Температура газа на устье – 13 °С.

2 Анализ существующих и применяемых технологий осушки газа и регенерации абсорбента

Природный газ газовых и газоконденсатных месторождений в большинстве своем тесно контактирует с влагой, которая может находиться как в жидком состоянии, так и в виде паров воды. На ее содержание в добываемом газе влияет давление и температура системы, минерализация пластовой воды и состав газа.

Так рост молекулярной массы газа снижает количество паров воды, необходимое для насыщения. Снижение температуры среды вызывает аналогичный эффект. Падение равновесного влагосодержания газа также может быть вызвано ростом объема растворенных в воде солей, так как это снижает давление насыщенных паров воды. Влияние давления на влагоемкость газа для проектных расчетов определяется по уравнению Букачека:

$$b = \frac{A}{10{,}2p} + B, \tag{1}$$

где b – равновесная влагоемкость газа, г/м^3; p – давление в системе, МПа; A – равновесная влагоемкость идеального газа при атмосферном давлении, г/м^3; B – коэффициент, характеризующий разность влагоемкостей реального и идеального газов [1].

Газ насыщается парами воды до определенного давления, которое определяется давлением насыщенного водяного пара данной системы. Точка росы определяется температурой, при которой в газовой смеси возможно выпадение капель воды из газовой фазы, то есть образование двухфазной смеси.

Присутствие частиц воды и паров воды в составе газа приводит к коррозии трубопроводов и оборудования не только установок подготовки газа, но и его транспорта. А также, при снижении температуры, к образованию в трубопроводах гидратов, которые повышают гидравлическое сопротивление трубопроводов и могут полностью ограничить их пропускную способность.

Гидраты, или кристаллогидраты – продукт взаимодействия природного газа и воды; кристаллические соединения, схожие со снегом или льдом, образуемые ассоциированными молекулами углеводородов и воды [2]. Для

образования данных структур обязательным условием является наличие капельной воды в газовом потоке. Часто гидраты образуются в местах сужения или ответвления трубопровода, что вызывает резкое снижение температуры газа и достаточные условия для конденсации влаги.

Для предотвращения гидратообразования распространен метод ввода в поток газа метанола, который понижает температуру гидратообразования и разрушает уже образованные гидратные пробки. Данный метод малоэффективен при транспортировке газа с высоким содержанием воды на большие расстояния, к тому же данная водометанольная смесь ухудшает теплотворные свойства газа. В совокупности данные проблемы вызывают необходимость применения установок осушки газа.

Осушка газа производится на специальных установках жидкими (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль), твердыми (силикагель, боксит, молекулярные сита) веществами, а также с помощью охлаждения на холодильных установках или установках низкотемпературной сепарации.

2.1 Физические принципы абсорбционного процесса

2.1.1 Свойства жидких поглотителей: гликоли

В настоящее время наиболее распространены ди- и триэтиленгликоль для абсорбционной осушки углеводородных газов. Гликоли представляют собой прозрачные бесцветные (химически чистые) или слабо окрашенные в желтый цвет гигроскопические жидкости, не имеющие запаха и обладающие сладким вкусом. В таблице 2 представлены их основные свойства.

Таблица 2 – Физические свойства гликолей [2]

Показатель	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль
Формула	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Молекулярная масса	62,07	106,12	150,18
Плотность, кг/м^3	1116	1118	1126

Продолжение таблицы 2

Температура кипения, °С при 101,3 кПа при 6,66 кПа	197,3 123	244,8 164	278,3 198
Температура начала разложения, °С	164	164	206
Теплота растворения воды при 30 °С, кДж/кг	111,9	134,9	210,0
Критическая температура, °С	376	410	440
Критическое давление, МПа	8,26	5,10	3,72
Вязкость при 20 °С, мПа·с	20,9	35,7	47,8

Вязкость и плотность водных растворов гликолей уменьшается при повышении температуры, а также при снижении содержания гликоля в растворе (рис. 2, 3).

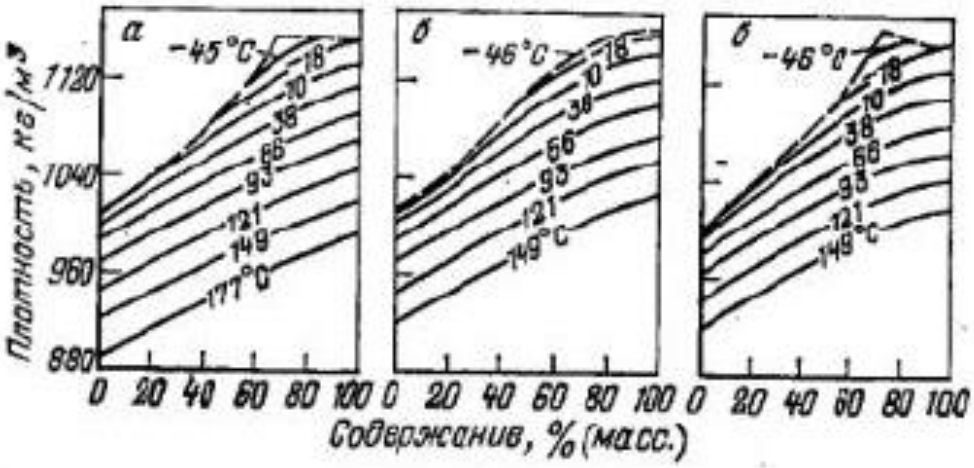


Рисунок 2 – Плотность водных растворов этиленгликоля (а), диэтиленгликоля (б) и триэтиленгликоля (в) при разных температурах [2]

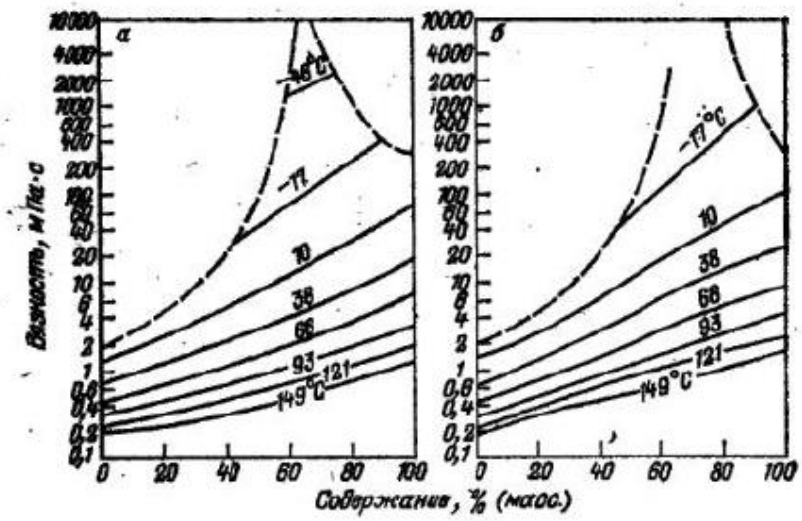


Рисунок 3 – Вязкость водных растворов диэтиленглиоля (а) и триэтиленгликоля (б) [2]

Гликоли – вещества с относительно малой токсичностью. Их низкая летучесть при комнатной температуре предотвращает опасность острого отравления при вдыхании их паров. Но попадая в организм через рот, гликоли представляют серьезную опасность, так как действуют на центральную нервную систему и почки. Триэтиленгликоль менее токсичен, чем диэтиленгликоль, а пропиленгликоль вообще не токсичен.

2.1.2 Процесс абсорбции

Абсорбция – процесс поглощения газов или паров жидким поглотителем (абсорбентом) всем объемом смеси с образованием раствора (рис. 4). Абсорбция применяется для разделения и очистки газов. Она основана на различной растворимости компонентов в абсорбате и абсорбенте.

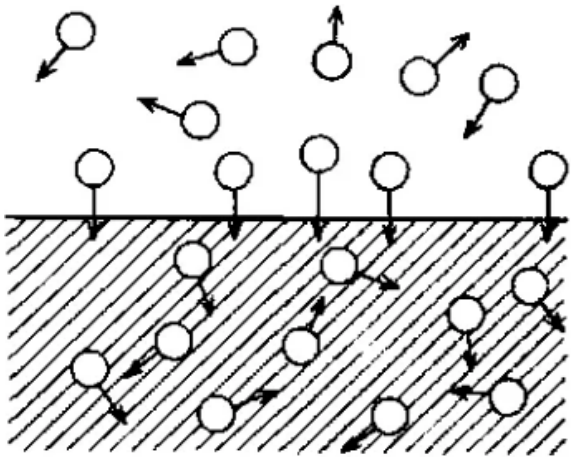


Рисунок 4 – Принцип абсорбции

Процесс протекает в случае, если парциальное давление извлекаемого компонента в газовой смеси выше, чем парциальное давление этого же компонента в абсорбенте, который контактирует с данной газовой смесью. То есть для протекания процесса достаточно отсутствие равновесия между газом и абсорбентом.

По природе процесса различают два вида абсорбции: физическую, при которой извлечение компонентов газа происходит благодаря их растворимости в абсорбентах; и химическую, либо хемосорбцию, которая основана на химическом взаимодействии извлекаемых компонентов с активной частью сорбента. При физической абсорбции энергия взаимодействия молекул газа и абсорбента в растворе не превышает 20 кДж/моль. При химической абсорбции молекулы растворенного газа реагируют с активным компонентом абсорбента при энергии взаимодействия молекул более 25 кДж/моль.

2.2 Аппараты осушки природного газа

2.2.1 Глубина осушки газа

Глубина осушки газа в значительной степени зависит от температуры, при которой газ контактирует с абсорбентом. С повышением температуры контакта увеличивается парциальное давление воды над абсорбентом, при этом повышается температура точки росы осушаемого газа, и наоборот, с понижением температуры контакта точка росы осушаемого газа понижается. Обычно абсорбционная осушка применяется при температуре осушаемого газа не выше 45–50°C.

Важное значение для эффективности осушки имеет концентрация абсорбента: чем меньше воды содержится в абсорбенте, тем ниже точка росы осушаемого газа. Как правило, для осушки газов, имеющих температуру до 40 ^{o}C, применяют растворы, содержащие 98,5 % (масс.) диэтиленгликоля или до 99 % (масс.) триэтиленгликоля. Для абсорбционной очистки газов от кислых компонентов применяют n-метил-2-пирролидон, гликоли, пропиленкарбонат,

трибутилфосфат, метанол; в качестве химического поглотителя используется моно- и диэтаноламины.

При осушке газов, охлажденных до –30 °С, путем «впрыска» используют раствор этиленгликоля концентрации 80 % (масс.). Для осушки газа, имеющего температуру выше 40 °С, предпочтительно использовать диэтиленгликоль или триэтиленгликоль концентрации 98,5 ÷ 99,8 % (масс.) [2].

Жесткие требования к концентрации абсорбентов связаны с необходимостью в высокой степени очистки газа от капельной влаги для предотвращения ее конденсации в газовом трубопроводе. Это обеспечивает не только безопасную доставку и снижение необходимости в постоянном обслуживании, но и гарантирует необходимый состав поставляемого газа и постоянство объемов его поставки. Требования к газу, поставляемому в магистральный газопровод, определяются СТО Газпром 089–2010 [3]. По данному нормативному документу температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа не выше –20 °С в зимний период и не выше – 14 °С – в летний период; по углеводородам при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа не выше –10° С в зимний период и не выше –5 °С – в летний период [3].

Для соблюдения данных параметров, абсорберы должны соответствовать определенным требованиям:

– Иметь температуру помутнения и застывания на несколько градусов ниже самой низкой рабочей температуры в системе;

– Не содержать сернистых соединений, которые могут разлагаться в условиях высоких температур в отпарных колоннах и десорберах, образуя вещества с высокой коррозионной активностью и элементарную серу;

– Не содержать смолы и механические примеси;

– Иметь как можно более узкий интервал кипения для более легкого восполнения его потерь;

– Не содержать непредельные углеводороды, которые при нагреве и контакте с кислородом образуют смолы;

– Иметь большее соотношение плотности к молекулярной массе;

– Иметь большую избирательность в отношении целевых компонентов, извлекаемых из газа – характеризует более легкое выделение поглощенных компонентов из газа;

– Иметь низкое давление насыщенных паров с тем, чтобы уменьшить потери абсорбента с осушенным газом;

– Иметь относительно низкую вязкость при рабочих температурах и давлениях, чтобы обеспечить хорошую перекачиваемость и эффективный массообмен в абсорбере;

– Быть устойчивым пено- и эмульсиеобразованию [1].

Наиболее распространенные абсорбенты, применяемые в процессе осушки газа: ДЭГ и ТЭГ. Их распространенность связана с определенным набором достоинств:

– Высокая гигроскопичность;

– Стабильность в присутствии сернистых соединений O_2 и CO_2 при обычных температурах;

– Концентрированные растворы не затвердевают [4];

– Гликоли обладают высокой взаимной растворимостью с водой, они легко регенерируются и обладают высокой стабильностью после регенерации;

– Имеют низкую упругость паров при контакте с газом, незначительные потери абсорбента вместе с потоком газа;

– Не образуют пен и эмульсий с углеводородным конденсатом и легко разделяются с ним в отстойниках благодаря большой разности их плотностей [5].

2.2.2 Общая технологическая схема осушки газа

Наиболее распространенная технологическая схема установки гликолевой осушки газа изображена на рисунке 5.

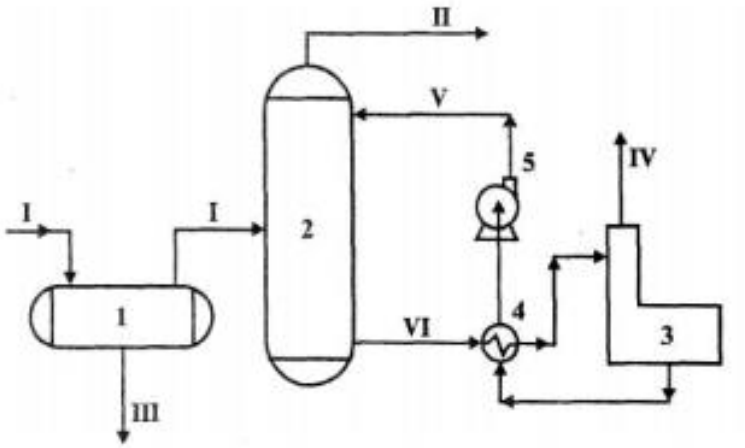


Рисунок 5 – Схема стандартной установки гликолевой осушки газа
I – пластовый газ; II – осушенный газ; III – пластовая вода (водометанольный раствор) + газовый конденсат; IV – газовая фаза содержащая влагу; V – концентрированный (регенерированный) гликоль; VI – насыщенный гликоль; 1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – регенератор гликоля с испарителем; 4 – рекуперативный теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос [6]

Добытый поток поступает в сепаратор 1, в котором от потока газовой фазы отделяется жидкая фаза и крупные механические примеси. Жидкая фаза представляет собой смесь пластовой воды, ингибитора гидратообразования, в данном случае, метанола и газового конденсата.

Осушаемый поток газа после сепаратора 1 поступает в нижнюю часть абсорбера 2, а навстречу ему с верха колонны стекает раствор абсорбента из регенератора 3. Массообмен между встречными потоками газа и абсорбента осуществляется н контактных устройствах тарельчатого или насадочного типа. Движущая сила процесса – разность концентраций влаги газовой и жидкой фазы. Насыщенный влагой абсорбент отбирается из низа абсорбера 2 и подается в верхнюю часть регенератора 3 через теплообменный аппарат 4, в котором предварительно подогревается встречным горячим потоком регенерированного абсорбента. В регенераторе 3 происходит десорбция влаги, которая растворена в абсорбенте, путем его нагревания в испарителе и применения десорбирующего агента, например, может использоваться некоторая часть осушенного газа. Регенерация абсорбента может осуществляться при давлении близком к

атмосферному, а также под вакуумом. В зависимости от применяемой технологии и техники регенерации и типа используемого абсорбента, концентрация осушенного гликоля может составлять 97 ÷ 99,95 %.

2.2.3 Абсорберы их виды и конструкция

Абсорберы, применяемые для осушки газа от капельной влаги – многофункциональные колонные аппараты, состоящие из трех функциональных секций (рис. 6):

– Нижняя – предварительная сепарация газа (сепарационная секция);

– Средняя – абсорбционная осушка газа (массообменная секция);

– Верхняя – очистка газа от ДЭГ, уносимого из массообменной секции (фильтрующая секция).

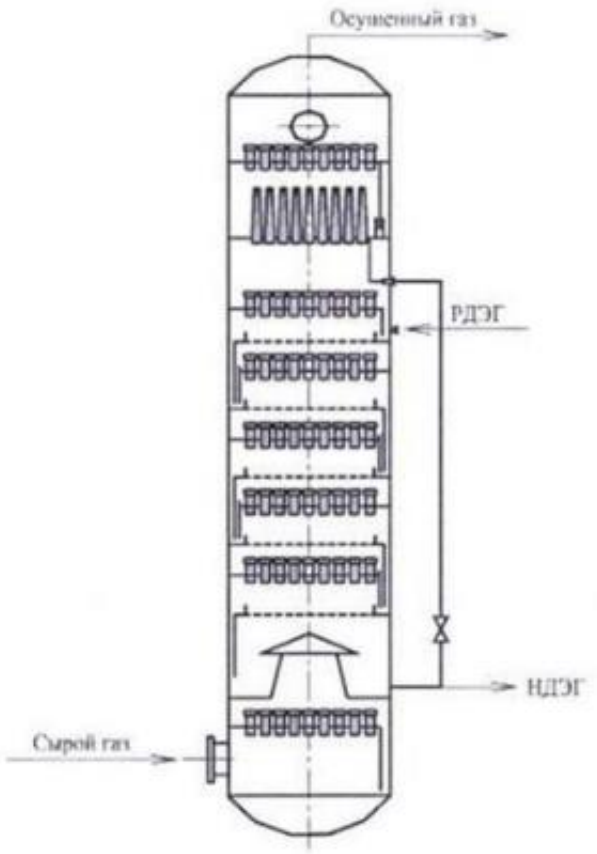


Рисунок 6 – Схема абсорбера [7]

Нижняя секция представляет собой совокупность циклонных элементов, в которых из газа отделяется капельная жидкость и отводится через клапан-

отсекатель [7]. Данная секция предназначена для удаления свободной жидкости и препятствию дополнительного загрязнения раствора гликоля.

Отсепарированный газ поступает в массообменную секцию абсорбера [7]. Данная секция может быть образована тарелками или структурированной насадкой. Выбор типа секции определяется для каждых конкретных условий осушки и состава газа. В верхнюю часть массообменной секции, от установки регенерации гликоля навстречу потока газа подается осушитель природного газа. На контактных поверхностях происходит массообмен встречных потоков осушаемого газа и раствора гликоля [7]. На этом этапе происходит абсорбция влаги из газа и понижение концентрации рабочего вещества раствора осушителя.

Абсорберы можно классифицировать по типу массообменной секции: по типу устройства, применяемого для увеличения площади контакта между газом и абсорбентом. По способу образования поверхности фазового контакта и диспергации абсорбента, их можно подразделить на четыре основные группы:

1. Пленочные;
2. Насадочные;
3. Барботажные (тарельчатые);
4. Распылительные;

Для абсорбции газовых загрязнителей наиболее часто используются насадочные или тарельчатые колонны.

Насадочные аппараты – колонные аппараты, заполненные насадками – твердыми телами различной формы и размера (рис. 7), которые предназначены для создания развитой поверхности контакта между взаимодействующими потоками. Жидкость тонкой пленкой покрывает насадки и стекает по ним. Насадочные аппараты просты по устройству и имеют высокую удельную поверхность контакта и коэффициенты массопередачи. Благодаря чему уменьшаются габариты очистных устройств [8].

Для наилучшей работы насадки к ним применяются следующие требования:

1. Большая поверхность в единице объема;

2. Хорошая смачиваемость абсорбентом;
3. Низкое гидравлическое сопротивление газовому потоку;
4. Равномерное распределение абсорбента;
5. Стойкость к химическому и механическому воздействию со стороны движущихся жидкости и газа;
6. Малый удельный вес;

Насадок, которые удовлетворяли бы всем этим требованиям, не существует, так как улучшение одного из параметров приводит к ухудшению другого. Например, увеличение удельной поверхности вызывает рост гидравлического сопротивления потоку.

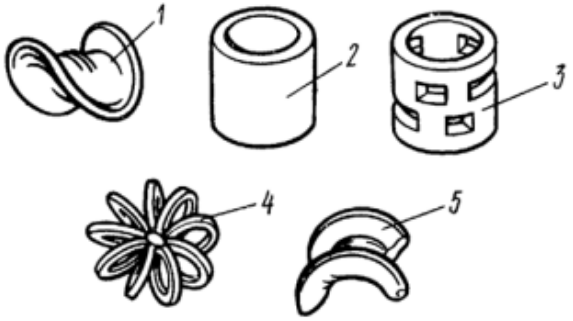


Рисунок 7 – Формы элементов насадки

1 – седло Берля; 2 – кольцо Рашига; 3 – кольцо Палля

4 – розетка Теллера; 5 – седло «Инталокс» [8]

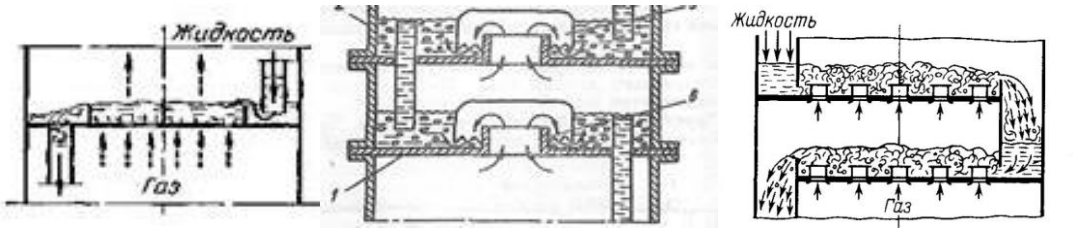
Достоинства данного типа колонн заключается в простоте устройства и низком гидравлическом сопротивлении. Среди недостатков можно отметить трудность отвода тепла и плохую смачиваемость насадок при низких плотностях орошения.

Тарельчатые колонны – аппараты, в которых контакт между жидкостью и паром осуществляется в результате дробления газа на струи и пузырьки при его барботировании через слой жидкости. По конструктивным особенностям их можно разделить на три группы:

1. Тарелки перекрестного типа (рис. 8): движение газа и жидкости осуществляется перекрестным ходом. Эти тарелки имеют

специальные переливные устройства для перетока жидкости с одной тарелки на другую без смешивания с газом.

2. Тарелки провального типа: переливные устройства отсутствуют, жидкость и газ проходят через одни и те же отверстия.
3. Тарелки с однонаправленным движением газа и жидкости: газ проходит в направлении движения жидкости по тарелке, что снижает гидравлический градиент в установке.



а б в

Рисунок 8 – Разновидности тарелок перекрестного типа

а – ситчатые; б – колпачковые; в – клапанные [2]

После массообменной секции осушенный газ попадает в фильтрующую секцию, где происходит улавливания капель абсорбента, уносимого с газом, и выходит из абсорбера. Загрязненный гликоль стекая по тарелкам вниз отводится с низа колонны на регенерацию.

2.2.4 Совершенствование оборудования массообменных процессов

Развитие массообменного оборудования абсорбции и десорбции можно разделить на четыре этапа.

Первый этап – однофункциональное оборудование осушки газа максимальной производительности. Массообмен производится на колпачковых тарелках при прохождении газа через слой жидкости. Первичная сепарация газа и десорбция гликоля производится на отдельно стоящих установках.

Второй этап – замена барботажного способа массообмена на высокоэффективный способ контакта газа и жидкости на струйных ситчатых тарелках. Введение центробежной сепарации после каждой массообменной тарелки.

Третий этап – массообмен в высокоскоростных прямоточных многофункциональных центробежных элементах при контакте газа и жидкости в пленочном и капельном режимах.

Четвертый этап – массообмен и сепарация в структурированной регулярной насадке с завихрителями (рис. 9). По конструкции регулярные насадки бывают с макро- и микроструктурами, в которых проводят процессы коалесценции, массообмена и сепарации [9].

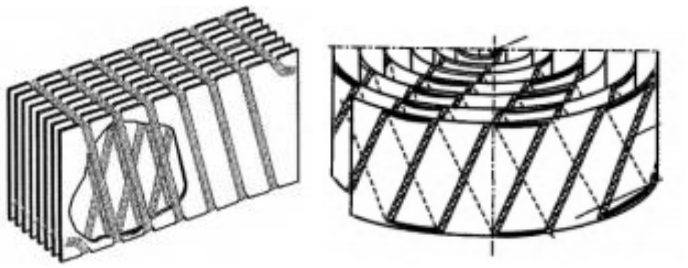


Рисунок 9 – Варианты исполнения регулярных насадок [9]

2.3 Факторы, влияющие на процесс осушки природного газа

Результат осушки зависит от первичных и вторичных факторов. К первичным относят давление, температуру, состав газа на входе в УКПГ и концентрацию абсорбента в регенерированном растворе. Эти факторы определяют влагосодержание газа на входе и выходе из абсорбера. К вторичным относят степень насыщения абсорбента, эффективность работы оборудования, наличие в газе загрязняющих примесей.

2.3.1 Влияние давления

Давление процесса определяет металлоемкость абсорбера, расход осушителя, расход энергии насоса.

Со снижением давления увеличивается равновесная влагоемкость газа. Вследствие чего возрастает количество влаги, извлеченной из газа в абсорбере. Поэтому осушка при высоких давлениях при прочих равных условиях обеспечивает снижение затрат на обработку газа, так как уменьшаются затраты энергии на регенерацию насыщенного раствора и подачу раствора гликоля в абсорбер [1].

При постоянных значениях концентрации гликоля в регенерированном и насыщенном растворах, удельный расход ДЭГа имеет линейную зависимость от количества влаги, извлеченной из газа.

Со снижением давления процесса требуется более глубокая осушка газа для того, чтобы текущая точка росы соответствовала точке росы газа при заданном давлении. Из рисунка 8 следует, что более низкое значение давления оказывает большее влияние на разность точек росы газа [1].

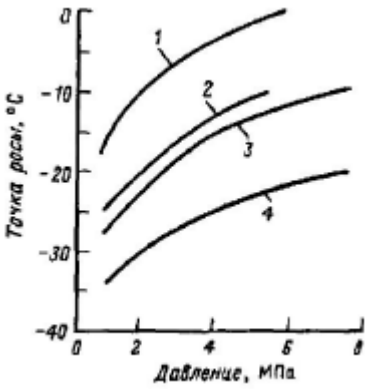


Рисунок 10 – Влияние давления на требуемую глубину осушки газа
1, 2 – при давлении в абсорбере 5,5 МПа; 3, 4 – то же для 7,5 МПа [1]

В результате постоянного объема добычи газа со снижением давления в течении времени повышается линейная скорость газа в аппаратах, что увеличивает капельный унос жидкости из входных сепараторов с потоком газа. Эти вещества поглощаются гликолем и ухудшают его эффективность, а также снижают надежность установок. Из-за снижения давления возникает необходимость ввода ДКС, чтобы обеспечивать нормальный гидравлический режим в аппаратах и установках. При этом большое значение имеет выбор места расположения ДКС относительно технологических установок: до или после них.

Размещение ДКС перед установками осушки газа позволяет поддерживать в них оптимальное и постоянное давление, для стабилизации процесса осушки (по части расхода газа и абсорбента) и при низких расходах осушителя. Однако в летние месяцы повышается температура контакта процесса осушки и появляется необходимость применения более

высококонцентрированного раствора гликоля для получения заданной точки росы газа (рис. 10). Также при высоких температурах увеличивается унос ДЭГа из абсорбера в потоке газа. Высокий вынос влаги несет с собой механические примеси и соли, отложение на компрессорных агрегатах которых вызывает снижение межремонтного периода этого оборудования.

Несмотря на это наиболее распространенный вариант установки ДКС до осушки газа, так как это уменьшает энергетические расходы в блоке регенерации абсорбента, снижает металлоемкость блока регенерации и расход абсорбента [1].

2.3.2 Влияние температуры

Снижение температуры газа при прочих равных условиях понижает его влагоемкость (рис. 11). Следовательно, будет требоваться меньший удельный расход абсорбента, меньше потери абсорбента с газом и ниже металлоемкость конструкции аппаратов, а также энергетические затраты на регенерацию гликоля. Но снижение температуры раствора повышает его вязкость.

Многочисленными исследованиями определено, что наибольшая депрессия по точке росы получается при осушке газа раствором вязкостью не более 80 ÷ 90 сП [1, 10]. Увеличение вязкости выше этого значения снижает интенсивность процесса массообмена газа с осушителем.

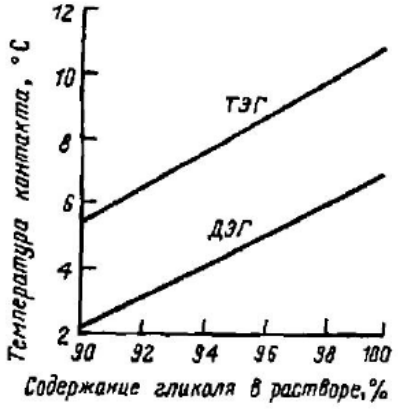


Рисунок 11 – Зависимость оптимальной температуры контакта от концентрации растворов ТЭГ и ДЭГ [1]

Максимальная температура контакта практически не ограничивается, но чем выше температура газа, тем больше расход осушителя. К тому же большое

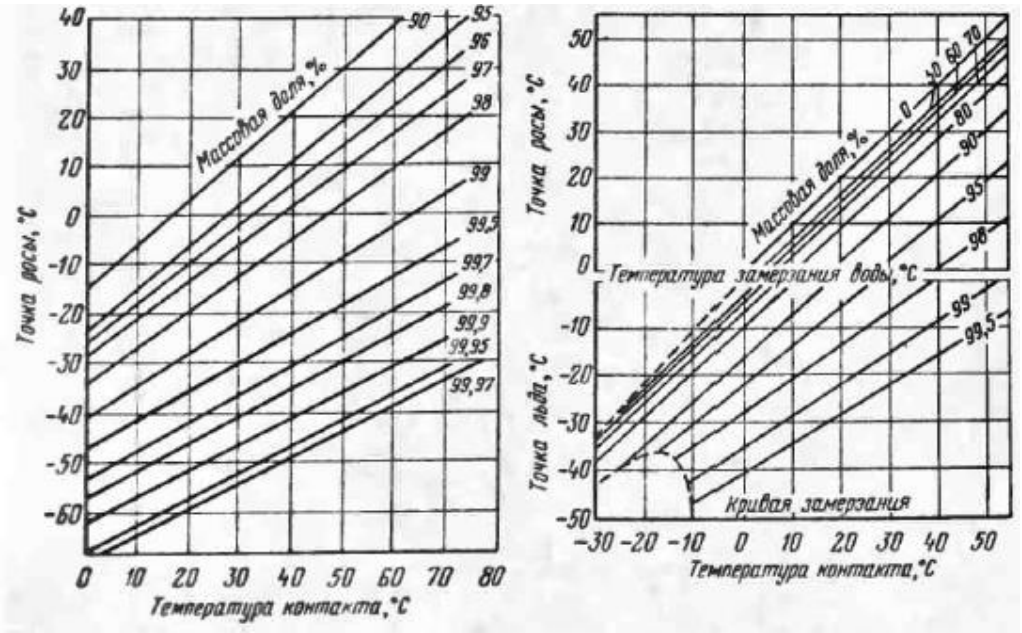
количество влаги в газе, а, следовательно, и в растворе абсорбента, увеличивает расход энергии на его регенерацию. Поэтому, при температуре выше 40°С рекомендуется производить охлаждение газа [1, 7].

Разница температур входных потоков газа и раствора гликоля также не должны быть большой (не более 6 ÷ 8 °С), так как это ведет к повышению потерь гликоля. Пониженная температура гликоля вызывает вспенивание абсорбера, захлебывание тарелок и увеличение перепада давления в колонне. Для предотвращения данной проблемы перед абсорбером допускается установка теплообменника входных потоков для выравнивания их температур.

В целом влияние снижения температуры контакта аналогично влиянию повышения давления на показатели установки осушки газа и объем циркулирующего в системе осушителя [1].

2.3.3 Влияние концентрации гликоля

Наибольшее влияние на величину депрессии точки росы осушаемого газа оказывает концентрация гликоля, подаваемого в абсорбер (рис. 12).



а б

Рисунок 12 – Равновесная точка росы газа по воде над растворами ТЭГ (а) и ДЭГ (б) при различных температурах [4]

Концентрация гликоля зависит от степени его регенерации. Наиболее распространен способ регенерации при атмосферном давлении.

Чем выше концентрация регенерированного раствора гликоля, тем меньше его расход и ниже точка росы осушенного газа, так как образуется большая разница между давлениями упругости паров воды в газе и в самом гликоле. При этом следует соблюдать условие равновесия упругостей паров воды, учитывая температуру контакта. При выборе концентрации раствора на выходе необходимо, чтобы на входе газа в абсорбер ДНП воды над раствором было не ниже, чем над газом, поступающим на осушку.

2.3.4 Влияние солей и механических примесей

Наличие в газе солей и механических примесей отрицательно влияет на качество процессов адсорбции и десорбции. Соли, попадая в абсорбционную колонну отлагаются на контактных устройствах, загрязняя каналы прохода газа и жидкости, а также ускоряют темпы образования коррозии на оборудовании.

При контакте такого газа с ДЭГом, в нем растворяется часть солей из газа. Это приводит к уносу растворимых солей в систему регенерации. Повышенная температура регенерации вызывает отложение солей и на установках этой системы.

Все это приводит к неустойчивой работе аппаратов осушки и десорбции, уменьшению их межремонтного периода и дополнительным эксплуатационным расходам.

2.4 Особенности осушки природного газа на ЯНКГМ

Газ от кустов, включающих в себя от трех до десяти скважин каждый, по газопроводам-шлейфам подается на установку комплексной подготовки газа (УКПГ) с входным давлением 0,7 ÷ 0,31 МПа [7]. В данном потоке газ полностью насыщен влагой: содержание влаги до 3,8 г/м^3 [7]. Снижение температуры окружающей среды, особенно в зимнее время года, способствует образованию гидратов, что приводит к уменьшению диаметра трубопровода и увеличению

гидравлических сопротивлений. Поэтому поступающий поток в зимнее время может содержать 10 ÷ 20 % метанола в паровой фазе и жидкости [7], который предотвращает гидратообразование на участке «скважина – УКПГ».

Низкое давление потока вызывает необходимость в применении дожимных компрессорных станций (ДКС) перед установками осушки. Для увеличения межремонтного периода и создания благоприятных условий эксплуатации ДКС проводится предварительная очистка газа от механических примесей и крупной капельной влаги. Она проводится в два этапа:

1. После входа в УКПГ поток попадает в емкость для улавливания жидкостных пробок (пробкоуловитель), предназначенный для приема залповых поступлений жидкости и на установке очистки пластового газа;
2. Далее газ поступает на установку очистки пластового газа, которая предназначена для отделения из газа жидкости и механических примесей перед его дальнейшей подготовкой. Установка производит сепарацию мелкодисперсной воды и улавливание мелких частиц песка, а также удаление солей на промывочной секции, где происходит орошение потока водометанольным раствором [7].

В связи с расположением УКПГ и всего месторождения на Крайнем Севере компримирование газа производится последовательно с его охлаждением на установках воздушного охлаждения (АВО) в две ступени. После чего газ под давлением до 4,5 МПа [7] попадает в установку комплексной подготовки газа.

Абсорбер является многофункциональным аппаратом и представляет собой колонный аппарат диаметром 1,8 м и высотой 10,9 м. Он состоит из трех секций: сепарационная, массообменная и фильтрующая. В настоящее время все абсорберы УКПГ-4 модернизированы и оборудованы регулярными насадками.

Всего в составе УКПГ находится 9 абсорберов. Часть из них находятся в работе, остальные служат в качестве резерва или находятся в ремонтном состоянии, а также три экспериментальных варианта. В зависимости от их конструкции в каждой из частей может быть:

– Сепарационная секция состоит из циклонных, мультициклонных элементов или может отсутствовать;

– Массообменная секция представлена регулярной или пластинчатой насадкой толщиной от 3,2 до 3,4 метров;

– Фильтр-секция представлена тарелками с насадками МКН или фильтр-патронами [7].

В сепарационной секции абсорбера на циклонных элементах из газа выделяется капельная жидкость. Отсепарированный газ поступает в массообменную секцию. В верхнюю часть массообменной секции навстречу потоку газа подается осушитель природного газа (ОПГ) с концентрацией 98,0 ÷ 99,3 % (масс.) [7]. В качестве ОПГ на газоконденсатных месторождениях Крайнего Севера и всей России наиболее часто применяется диэтиленгликоль (ДЭГ). Элементами массообменной секции всех абсорберов являются регулярные насадки различных конструкций и производителей. На контактных поверхностях происходит массообмен встречных потоков, газ осушается, а ДЭГ насыщается влагой до концентрации 95,3 ÷ 97,9 % (масс.) [7]. Насыщенный ДЭГ направляется через систему теплообменников на регенерацию. От газа в фильтрующей секции отделяется унесенный гликоль. На выходе из абсорбера газ осушен до точки росы –20 °С в зимнее время и до точки росы –15 °С в летнее время [7].

С целью исключения растепления многолетнемерзлых грунтов и повышения надежности газопровода предусматривается круглогодичное охлаждение газа до 0 ÷ -2 °С, которое в зимний период обеспечивается АВО, в летний период – АВО в сочетании с турбодетандерными агрегатами (ТДА) [7]. Охлажденный и осушенный газ поступает на узел отключающих кранов (УОК), соединяющий УКПГ с коллектором осушенного газа или магистральным газопроводом.

2.5 Проблемы, возникающие при эксплуатации установок гликолевой осушки природного газа

Большинство эксплуатационных проблем процесса гликолевой осушки связаны с одной из следующих причин: потери гликоля, коррозионные процессы, пенообразование, недостаточная сепарация газа перед адсорбцией, высокая температура гликоля после его десорбции.

Потери гликоля складываются из следующих составляющих: испарение осушенным газом в абсорбере; механический унос осушенным газом в абсорбере; с водным конденсатом десорбера; термическое разложение; различные утечки через насосы и коммуникации; при ремонтных работах и аварийных остановках [2, 10].

2.5.1 Вспенивание

Наличие в газе механических примесей, конденсата, ингибиторов коррозии и масел понижает поверхностное натяжение и вызывает вспенивание гликолей, следствие чего – повышенные потери гликоля с потоком осушенного газа.

Наиболее интенсивно данный процесс проходит при снижении давления раствора с 8,0 ÷ 5,5 МПа до 1,0 ÷ 0,7 МПа [2]. Вспениванию способствует повышенная вязкость гликолей, присутствие в газе тяжелых углеводородов, высокая скорость движения газа через прорези тарелок.

Потери гликоля в данном случае можно сократить, применяя разрушители пены, устанавливаемые как в самом абсорбере, так и после него. Первый из них работает в качестве коагулянта, остальные – в качестве сепараторов.

Дополнительный эффект оказывают буровые растворы, продукты коррозии, продукты распада гликолей и другие вещества, способствующие повышению устойчивости образованной пены. Для понижения устойчивости применяют антивспениватели – водно-силоксановые эмульсии, которые добавляют в количестве 0,005 ÷ 0,010 % масс. от количества циркулирующего

глиокля [2]. Однако, данный метод приводит к образованию стекловидных отложений силоксана на стенках труб-испарителей установок десорбции. Поэтому для обеспечения низкого вспенивания раствора целесообразнее проводить систематическую и качественную фильтрацию гликоля и сепарацию газа, выходящего из абсорбера.

2.5.2 Коррозия

Сами гликоли не вызывают коррозию поверхностей установок и углеродистой стали, из которых они состоят. Но это не относится к продуктам их разложения или окисления, а также к примесям, поступающим вместе с газом. Для предотвращения коррозии выбирают аппаратуру такой конструкции, при которой исключаются перегрев и высокие скорости движения потока, применяют ингибиторы [2].

Интенсивность процесса окисления гликоля зависит от температуры, парциального давления кислорода и присутствия других кислот. Поэтому на установках, технологический процесс которых требует повышенных температур или возможно попадание кислорода в систему, необходимо контролировать pH раствора, например, путем добавления щелочей. Кислотность гликолевого раствора необходимо поддерживать в пределах pH = 6 – 9 [4].

Продукты коррозионного процесса осаждаются на тарелках абсорберов и десорберов, повышают гидравлическое сопротивление теплообменников, холодильников и аппаратов воздушного охлаждения, ухудшая теплопередачу и ускоряя дальнейшую коррозию. Также наблюдается забивка газовых патрубков, на которые крепятся колпачки [2].

2.5.3 Сепарация

Предварительная сепарация газа от жидкости и механических примесей необходима для создания стабильных условий работы системы ДКС и абсорберов осушки газа. Так соленая вода в виде микроскопических капель,

попадая в абсорбер, вместе с раствором гликоля поступает в ребойлер. Здесь вода испаряется, а соль откладывается на поверхностях труб и стенок аппарата.

2.5.4 Охлаждение

Для оптимального удельного расхода ДЭГ необходимо поддерживать определенную температуру контакта, соответствующую температурным условиям окружающей среды и температуре газа. В противном случае повышенная температура приведет к низкой степени осушки газа или даже к образованию пены в массообменной секции. Поэтому в абсорберах поддерживается температура не выше 60 °С и не более 50 – 55 °С при высоком пенообразовании и выносе гликоля [4]. А также разница температур абсорбента и осушаемого газа не должна превышать 6 – 8 °С. Нижняя граница температур регламентируется вязкостью гликоля с повышением которой ухудшается эффективность абсорбции.

2.6 Сущность процесса регенерации гликоля

В результате абсорбции газа на выходе из установки получается осушенный газ с содержанием капельной влаги до 15 мг/м^3 и механических примесей с размерами частиц не более 20 мкм – до 5 мг/м^3 [7]. Также из установки осушки газа выходит и сам абсорбент, с концентрацией 95,3 ÷ 97,9 % [7] и поступает на установку регенерации. Регенерация гликоля является вынужденной мерой для сохранения стабильности всех процессов и повышения экономической эффективности всего производства ввиду сохранения большей части полезного сырья.

После контактирования с газом гликоль насыщен водой. Кроме того, в нем накапливаются различные примеси. Эти примеси обусловлены процессом добычи газа и эксплуатации скважин: вынос капельной жидкости, частиц керна и бурового раствора; процессом подготовки газа: продукты коррозии установок, оксиды гликоля, масло насосов. Вода в свою очередь содержит различные соли.

Входные сепараторы и оросители не способны достичь необходимой степени очистки газа от примесей. Они поступают в абсорбер и попадают в гликоль. Наличие примесей в циркулирующем ДЭГ оказывает отрицательное влияние на работу установок системы осушки газа. На поверхностях образуются отложения различного состава, которые затрудняют теплообмен, увеличивают энергозатраты и сокращают межремонтный период оборудования. Накопление минеральных солей в ДЭГ усиливает его коррозионную активность вплоть до того, что под воздействием раствора ДЭГ происходит коррозия тарелок абсорберов и колонн регенерации.

Шлам, образующийся из продуктов разложения гликоля и тяжелых углеводородов, и механические примеси забивают тарелки и теплообменники. В результате этого происходит ухудшение массообмена, снижается эффективность процессов. Кроме того, наличие шлама в растворе приводит к эрозии деталей насоса, арматуры и требует частых замен фильтрующих элементов [1]. Забивание механическими примесями контактных устройств приводит к увеличению скорости газа, что способствует пенообразованию и повышенному уносу гликоля в виде капель.

В целом, технология регенерации обеспечивает необходимую концентрацию и степень очистки гликоля, которая позволит осушать газ до температуры точки росы, заданной в соответствии с проектом.

Регенерация насыщенных растворов гликоля производится на специальных блоках. Для этого применяют процессы ректификации при атмосферном давлении и под вакуумом, с использованием азеотропного агента и отпарного газа.

Сущность процесса регенерации гликоля состоит в получении максимально возможной температуры раствора гликоля, при котором происходит массовое выпаривание воды из раствора при условии недопущения термического разложения самого гликоля и его высоких потерь от испарения. Так, в виду термической неустойчивости гликолей, ДЭГ нельзя нагревать выше 164 °С, а ТЭГ – выше 205 °С. Зачастую при атмосферном давлении невозможно

достичь достаточно высоких концентраций гликоля, лишь 96,7 % и 98,1 % для ДЭГа и ТЭГа соответственно [1, 2, 11]. Вследствие чего возникает необходимость применения термической регенерации под воздействием вакуума или других методов (табл. 3, 4).

Таблица 3 – Давления в десорбере и концентрации получаемых гликолей при различных процессах регенерации [2]

Показатели	Давление в аппарате, кПа	Концентрация регенерированного гликоля, % (масс.)
Диэтиленгликоль		
Регенерация при атмосферном давлении	106	97,0–97,5
То же под вакуумом	53–30	98,5–99,3
Тоже с подачей отпарного газа		
в испаритель	106	99,5
в низ отпарной колонны	106	99,8
Триэтиленгликоль		
Регенерация при атмосферном давлении	106	98,0–98,6
То же под вакуумом	53–30	98,7–99,5
Тоже с подачей отпарного газа		
в испаритель	106	99,1–99,5
в низ отпарной колонны	106	99,1–99,9
Азеотропная ректификация	106	99,95

Таблица 4 – Зависимость температуры кипения гликолей от давления [1]

p, мм рт. ст	$T_{ДЭГ}$, °C	$T_{ТЭГ}$, °C
1	91,8	114,0
5	120,0	144,0
10	133,8	158,1
20	148,0	174,0

Продолжение таблицы 4

40	164,3	191,3
60	174,0	201,5
100	187,5	214,6
200	207,0	235,0
400	226,5	256,6
760	244,8	287,3

2.6.1 Регенерация при атмосферном давлении

Регенерация при атмосферном давлении производится в печах огневой или паровой (рис. 13) регенерации ДЭГ. Разница состоит в источнике тепла кубовой колонны печи. В случае огневой печи чаще всего источником является газ, собственных нужд от узла редуцирования. В паровой печи производится циркуляция перегретого пара. Особенность огневой регенерации заключается в непосредственном контакте печи с открытым огнем горелок.

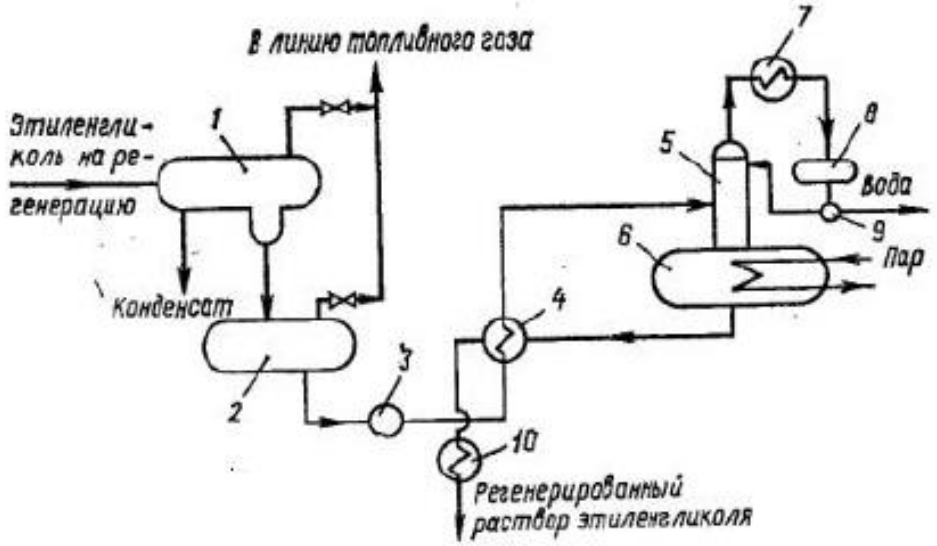


Рисунок 13 –Установка регенерации диэтиленгликоля с паровым подогревом: 1 – фазовый разделитель; 2 – сепаратор; 3 – фильтр; 4 – теплообменник; 5 – десорбер; 6 – испаритель; 7 – конденсатор-холодильник; 8 – емкость орошения; 9 – насос орошения; 10 – холодильник [2]

Схема включает предварительные сепараторы: сепаратор, где происходит разделение смеси диэтиленгликоль-углеводороды; сепараторы для снижения

давления и выделения газа; систему теплообменников и сам десорбер, в конструкции которого заложен паровой или огневой подогреватель (испаритель). Верх колонны оснащен водяным орошением рефлюксом для лучшей очистки поднимающихся паров воды и терморегуляции поступающего потока насыщенного гликоля.

2.6.2 Вакуумная регенерация

Как было уже сказано выше, концентрация чистого гликоля, получаемая предыдущим способом, недостаточна для эффективной осушки газа. Растворы такой концентрации не обеспечивают достаточно глубокую осушку. Один из способов решения данной проблемы – применение технологии вакуумной регенерации абсорбента. В таблице 3 приведены температуры кипения ДЭГ и ТЭГ в зависимости от давления в системе.

Требуемое давление в системе создается специальными насосами. Они подключаются в газовой фазе, отводимой из рефлюксной емкости и наращивая объем выходящего из печи газа создают там разряжение. Такая методика особенно распространена на северных месторождениях, где, в отличие от южных, отрицательная температура окружающей среды сохраняется в течение большей части года и необходимы более низкие значения температуры точки росы производимого газа. Для этого требуется абсорбент с более высокой концентрацией.

Регенерация абсорбента может вестись в две стадии. Первая – предварительная регенерация при атмосферном давлении; вторая – регенерация под вакуумом в специальном вакуум-испарителе. Встречаются также двухсекционные десорберы, где нижняя секция работает при атмосферном давлении, а верхняя – под вакуумом. И в зависимости от влагосодержания газа может работать как нижняя, так и обе секции одновременно [12, 13, 14].

2.6.3 Азеотропная ректификация

Для регенерации гликолей также применяют азеотропную отпарку, которая позволяет получать гликоли с концентрацией до 99,9% при температурах в колонне, не вызывающих потери гликоля от испарения и химического разложения [15].

Характерной особенностью данного вида является проведение процесса в присутствии различных разделяющих агентов (табл. 5). Так один или несколько компонентов раствора гликоля отгоняются в виде азеотропов с разделяющим агентом. Разделяющий агент выводится из печи в виде дистиллята. В результате добавления разделяющего агента увеличивается относительная летучесть воды. Поэтому данный метод позволяет получать гликоль высокой концентрации при более низких температурах.

Требования, предъявляемые к разделяющим агентам:

1. Должны изменять относительную летучесть компонентов смеси в желательном направлении;
2. Легкая регенерация из смесей с компонентами системы, подвергаемой разделению;
3. Не реагируют с компонентами системы – азеотропный агент практически не должен смешиваться с водой и иметь плотность меньше плотности регенерируемой смеси;
4. Безопасные в обращении, доступные и дешевые [1, 15].

Таблица 5 – Свойства азеотропнообразующих веществ [15]

Наименование	Химическая формула	Плотность, г/см^3	Температура кипения, °С	Растворимость в воде при 0,1 МПа, мл/100 л
Бензол	C_6H_6	0,8790	80,1	0,082
Толуол	$C_6H_5CH_3$	0,8716	110,6	0,057
Ксилол	$C_6H_4(CH_3)_2$	0,8802	114,4	0,030
Этилбутират	$C_3H_7COOC_2H_5$	0,8790	121,0	0,068

Насыщенный раствор гликоля, проходя через теплообменник попадает в колонну регенерации К-1 (рис. 14). Ниже места загрузки НДЭГ подается азеотропный агент. Образовавшаяся смесь его паров с парами воды охлаждается в холодильнике Х-1, конденсируется и разделяется в Е-1. Азеотропный агент попадает в емкость Е-2, откуда, с помощью насоса, подается в десорбер. Регенерированный гликоль откачивается с низа колонны, и подогревает поступающий на очистку гликоль [1].

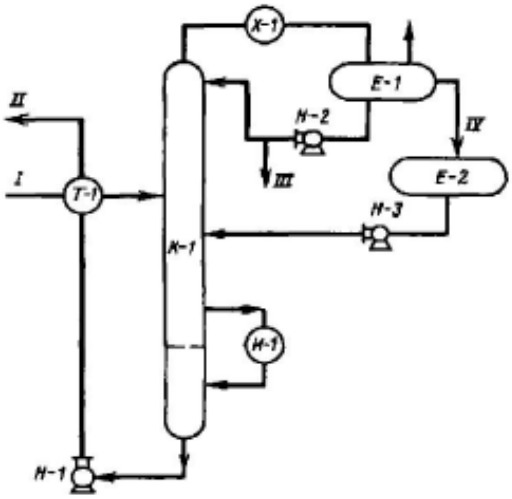


Рисунок 14 – Регенерация гликолей с помощью азеотропного агента [15]
К-1 – десорбер; И-1 – испаритель; Е-1 – рефлюксная емкость; Е-2 – буферная емкость; Н-1÷3 – насосы [1, 15]

Для регенерации ДЭГ и ТЭГ азеотропным методом в качестве агента применяется толуол. Увеличение количества толуола в системе приводит к повышению концентрации регенерированного гликоля, но на регенерацию требуется большее количество энергии и топлива. Теоретический расход толуола в 4 раза выше количества воды в насыщенном гликоле. Но на практике объемом в 1,8 больше теоретического, при достаточно критической температуре для ТЭГ в 210 °С, можно достичь концентрации абсорбента в 99,9 %

2.6.4 Регенерация с применением отпарного газа

Данный метод наиболее распространен за рубежом при получении растворов гликолей с концентрацией 99 % и выше. Отдувочный газ подается в

колонну регенерации в ребойлер или непосредственно под первую тарелку снизу десорбера. Метод основан на снижении парциального давления водяного пара путем подачи отдувочного газа, что способствует переходу воды из жидкой фазы в газовую.

Гликоль с установки осушки проходит через змеевик дефлегматора 1 (рис. 15), размещенного в верху выпарной колонны 2. Проходя через систему теплообменников, гликоль поступает в десорбер, где из него частично отгоняется вода. В испарителе нагрев гликоля осуществляется сжиганием топливного газа в топке 6. Далее гликоль попадает в отпарную колонну 9, в низ которой подается нагретый отдувочный газ. В отпарной колонне концентрация гликоля доводится до 99,9 % (масс.) и выше. Влажный отдувочный газ перетекает в испаритель, где производит предварительную десорбцию гликоля, проходит через дефлегматор, который отделяет захваченные пары и капли гликоля, и выводится через верх колонны.

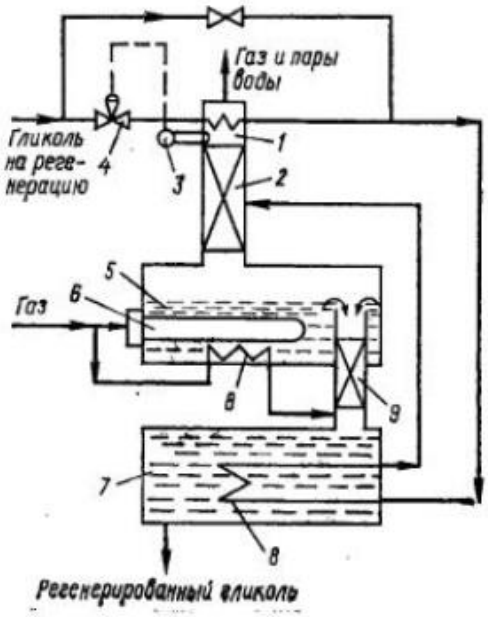


Рисунок 15 – Схема установки регенерации гликоля с подачей отдувочного газа: 1 – дефлегматор; 2 – выпарная колонна; 3 – термопара; 4 – регулирующий клапан; 5 – испаритель; 6 – топка; 7 – буферная емкость; 8 – теплообменники; 9 – отпарная колонна [2]

Недостатком данной схемы является вывод отдувочного газа и паров в атмосферу, что приводит к потерям не только газа, но и уносимого с ним гликоля, а также к дополнительному загрязнению окружающей среды. Для решения данной проблемы в схему возможно подключение системы улавливания и осушки циркулирующего газа отдувки [2, 15].

2.7 Описание технологической схемы регенерации гликоля на УКПГ

Концентрация ДЭГ, отводимого с установки осушки, находится в диапазоне 95,3 ÷ 97,9 % масс. [7].

Регенерация осуществляется путем выпаривания влаги из раствора гликоля в кубе колонны при давлении ниже атмосферного (65 – 90 кПа) и температуре 150 ÷ 163,5 °С. В этих условиях влага выделяется из раствора и переходит в паровую фазу. Установка позволяет получать концентрацию регенерированного ДЭГ до 99,3 % (масс.) [7].

Установка регенерации включает в себя: блоки разделителя НДЭГ, блоки колонн регенерации ДЭГ, печи огневой регенерации ДЭГ, насосы, холодильники, фильтры, теплообменники. Колонна регенерации и печь огневой регенерации соединены между собой через полупроницаемую тарелку, которая пропускает нагретую паровую фазу из печи и не пропускает насыщенный ДЭГ из колонны. ДЭГ накапливается перед тарелкой и перекачивается насосом в печь.

Регенератор блока регенерации гликоля представляет собой колонный аппарат, с диаметром верхней части 1,6 м с регулярной насадкой, диаметр нижней части – 2,0 м. Верхняя и нижняя части разделяются полуглухой тарелкой. Для подогрева НДЭГ в печи используются трубчатые однопоточные печи огневого подогрева [7].

Раствор гликоля, насыщенный водой и метанолом, поступает в систему разделителей, где при постепенном понижении давления происходит выделение захваченного гликолем газа. Выветренный газ поступает на горелку горизонтальной факельной установки (ГФУ) или на свечу. Между разделителями ДЭГ проходит первый теплообменник, где подогревается до 60°С

[7]. Из разделителей ДЭГ поступает на оставшиеся два теплообменника, где подогревается до 130 ÷ 140 °С и подается на загрузку колонны [7].

В колонне гликоль стекает по насадке, контактирует с потоком паров и собирается на полуглухой тарелке. Оттуда он откачивается насосами и поступает в верхнюю часть печи, куда также поступает уже регенерированный ДЭГ с нижней части куба. Топливо для печи – газ собственных нужд от узла редуцирования. Расход гликоля, подаваемого в печь, составляет 80 ÷ 120 $м^3$/ч [7].

В печи гликоль проходит конвективную и радиаторную части и нагревается до 163,5 °С. Нагретый ДЭГ возвращается в блок регенерации под полуглухую тарелку. Все процессы в кубе происходят под вакуумом для более эффективного образования парожидкостной смеси [7].

Паровая фаза отделяется от раствора гликоля в кубовой части колонны и через полуглухую тарелку поступает в массообменную часть, откуда выводится через верх колонны. Регенерированный гликоль выводится с низа колонны, проходит систему теплообменников, нагревая насыщенный ДЭГ, поступающий на десорбцию. При недостаточном охлаждении предусматривается холодильный аппарат, после которого РДЭГ направляется в аппарат осушки газа [7].

3 Моделирование и анализ работы установки осушки газа и регенерации гликоля на Ямбургском НГКМ

Наибольший газовый потенциал России сконцентрирован в северной части, а именно за полярным кругом. Там расположены самые крупные в России и одни из самых крупных в мире по запасам природного газа месторождений: Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское. Их разработка тесно связана с проблемой их географического расположения: низкая среднегодовая температура окружающей среды и удаленность потребителя от месторождений создают новые требования к поставке продукции газовых скважин потребителям.

Таблица 6 – Физико-химические показатели газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным трубопроводам [3]

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	Умеренный	Холодный
Компонентный состав	Определение обязательно	
Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа, °С, не выше: в зимний период в летний период	 -10,0 -10,0	 -20.0 -14.0
Температура точки росы по углеводородам при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше: в зимний период в летний период	 -2,0 -2,0	 -10,0 -5,0
Массовая концентрация сероводорода г/м^3, не более	0,007	
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м^3, не более	0,016	
Массовая концентрация общей серы, г/м^3, не более	0,030	

Продолжение таблицы 6

Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м^3, не менее	31,80
Молярная доля кислорода, %, не более	0,020
Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5
Массовая концентрация механических примесей, г/м^3, не более	0,001
Плотность при стандартных условиях, кг/м^3	Не нормировано; Определение обязательно

3.1 Моделирование технологической схемы осушки газа и регенерации гликоля УКПГ-4 Ямбургского НГКМ

Моделирование технологической схемы осушки газа и регенерации гликоля осуществляется в моделирующей среде «Honeywell UniSim Design Suite». «Honeywell UniSim Design» – это интегрированная система, которая предоставляет возможность создавать и анализировать модели технологических процессов, позволяющая рассчитывать стационарные и динамические режимы работы с использованием термодинамических моделей. В «UniSim Design» представлен обширный список моделируемых технологических операций и много методов расчета фазового равновесия и свойств, что позволяет надежно рассчитывать широкий спектр технологических объектов. Широкие возможности и богатый выбор моделей данной программы обеспечивают создание полноценной моделирующей схемы технологических процессов подготовки газа, позволяет провести расчеты и оптимизацию.

Основные сценарии использования пакета UniSim Design для моделирования технологических процессов:

– Разработка технологических схем процессов;

– Использование инструмента создания сценариев для оптимизации проектов на основе коммерческих критериев;

– Оценка характеристик оборудований в широком диапазоне условий эксплуатации;

– Оценка влияния изменений свойств сырья, нарушений и нештатных операций на безопасность, надежность и экономичность технологических процессов;

– Текущий контроль характеристик оборудования с учетом производственных целей [16].

3.1.1 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, параметров

Исходное сырье – природный газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения. Газ метановый с содержанием влаги до 3,8 г/м^3, сероводород отсутствует. Газ, поступающий на УКПГ, содержит углеводороды, капельную влагу и механические примеси [7].

Таблица 7 -Компонентный состав газа в соответствии с проектом разработки, % молярные [7]

Компонент	Содержание в смеси, % (мол.)
CH_4	97,8 – 99,2
C_2H_6	0,001 – 0,15
C_3H_8	0,001 – 0,15
C_4H_{10}	0,001
CO_2	0,005 – 0,3
N_2	0,7 – 1,7
He	0,001 – 0,02
H_2	0,001 – 0,04

Среднее значение пластовой температуры составляет 26 °С. Температура поступающего на УКПГ газа находится в диапазоне -25 ÷ +15 °С в зависимости от времени года [7].

В связи с тем, что добыча газа сеноманской залежи данной площади находится на этапе падающей добычи, характеризующимся снижением

пластового давления, повышается вынос механических примесей и капельной влаги с потоком газа. Так, для скважин, газ которых подготавливается данным УКПГ определены параметры на текущий период их эксплуатации:

– Среднее пластовое давление – 0,8 ÷ 4,2 МПа;

– Динамическое давление газа на устье – 0,6 ÷ 3,3 МПа;

– Температура газа на устье – -25 ÷ 15 °С;

– Давление газа на входе в УКПГ – 0,5 ÷ 0,31 МПа.

Изготавливаемая продукция – соответствующий стандартам и требованиям, указанным в таблице 5, газ скомпримированный, очищенный от механических примесей и капельной жидкости. Содержание капельной влаги в выходном потоке – не более 15 мг/м^3 газа. Давление потока составляет 3,0 ÷ 5,6 МПа при температуре 0 ÷ -2 °С. После осушки газ охлаждается до данной температуры для сохранения устойчивости и предотвращения оттаивания многолетнемерзлых грунтов.

Для достижения данных параметров на УКПГ расположены система ДКС и установка осушки газа со всеми дополняющими ее установками. Для осушки газа на данном месторождении и большинстве месторождений заполярного региона применяется диэтиленгликоль (ДЭГ).

Таблица 8 – Технические требования к диэтиленгликолю [7, 17]

Наименование показателя	Требуемое значение
Плотность при 20°С, г/см^3	1,116 – 1,117
Температура начала разложения, °С	164
Давление насыщенного пара 99% раствора, кПа, при: 40°С 100°С	 0,24 4,65
Массовая доля органических примесей, %, не более	1,8
Массовая доля воды, %, не более	0,2
Массовая доля кислот в пересчете на уксусную кислоту, %, не более	0,005÷0,01
Ph	6÷8
ДЭГ регенерированный: масс. доля воды, %	0,7÷2,0
ДЭГ насыщенный: масс доля воды, %	2,0÷5,0

Так для создаваемой модели был принят состав, соответствующий таблице 7, с содержанием метана в потоке 98,5 % (мол.). Давление и температура потока 500 кПа и 0 °С соответственно. Расход данного потока составляет 10^5 м^3/час, что соответствует отборам газа на период действия регламента, по которому составляется модель. Также в данный поток добавляется водометанольная смесь, которая учитывает содержащуюся в газе пластовую воду и метанол, добавляемый для предотвращения гидратообразования.

Осушка газа производится с помощью регенерированного ДЭГ с концентрацией 98,1 % (масс.) расходом 3 м^3/час. В связи с уносом ДЭГ с газом и в процессе его регенерации осуществляется подпитка регенерированного ДЭГа перед его подачей в абсорбер объемом 2,7 л/час.

3.1.2 Характеристика моделируемых процессов

Моделируемая схема состоит из нескольких отдельных процессов, которые в совокупности образуют замкнутый гликолевый цикл с осушкой газа:

1. Предварительное удаление капельной влаги и механической примеси: производится в абсорбере при контакте с 15 %-ным раствором метанола при температуре контакта -2 °С.

2. Последовательное трехступенчатое компримирование и воздушное охлаждение газа, в результате чего давление потока на выходе составляет 5300 кПа.

3. Осушка газа в абсорбере: контакт абсорбента с газом на поверхностях контакта насадочного типа; давление контакта 3,4 МПа; температура контакта: 12 °С.

4. Дополнительное охлаждение газа на турбодетандерном агрегате до - 3°С.

5. Установка регенерации гликоля: включает в себя полный цикл регенерации гликоля, отражающий особенности данной установки на УКПГ (печь огневой регенерации, наличие полуглухой тарелки между колонной и

печью регенерации, подача регенерированного гликоля в печь вместе с потоком с низа колонны регенерации и др.).

3.1.3 Составление схемы

Модель технологического процесса осушки газа и регенерации гликоля УКГП-4 Ямбургского НГКМ основана на данных Технологического регламента на 2019 -2024 гг [7]. Процесс подготовки газа на УКПГ-4 реализован с помощью типовой технологической схемы абсорбционной осушки и огневой регенерации НДЭГ. Схема полученной модели процесса представлена на рисунке 16.

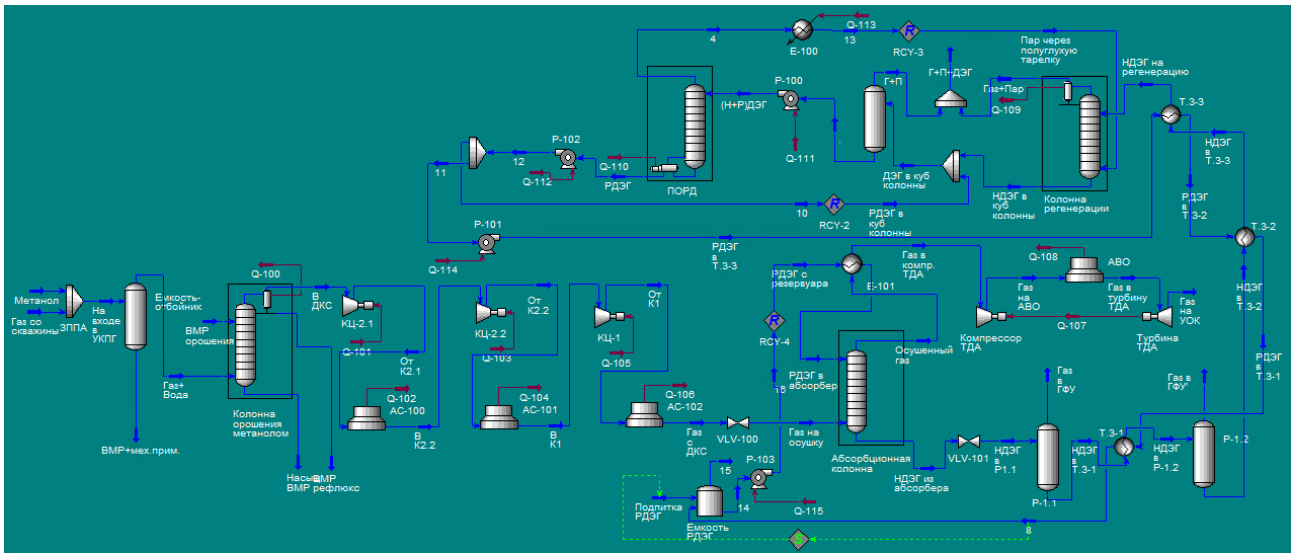


Рисунок 16 – Модель технологической схемы установки осушки газа на УКПГ – 4 Ямбургского НГКМ в программной среде «UniSim Design»

Таблица 9 – Параметры работы установки осушки газа [7]

	По данным технологического регламента	На основе построения модели
Концентрация гликоля на входе в абсорбер, % масс.	98,0÷99,3	98,1
Концентрация гликоля на выходе из абсорбера, % масс.	95,3÷97,9	96,4
Температура контакта газ–гликоль, °С	+5÷+15	11÷12
Давление осушаемого газа перед абсорбером, МПа	3,0÷4,7	4,3

Продолжение таблицы 9

Давление гликоля перед абсорбером, МПа	5,0÷7,0	6,0
Давление в абсорбере, МПа	2,5÷5,6	3,4
Расход гликоля, л/ 1000 $м^3$/ч	До 100	30
Расход осушаемого газа, тыс. $м^3$/ч	86÷180	100

Установка регенерации ДЭГ состоит из двух компонентов: колонна регенерации и печь огневой регенерации ДЭГ (ПОРД), разделенные полуглухой тарелкой. Для моделирования процессов, протекающих на полуглухой тарелке, было решено разделить колонну регенерации и ПОРД на две отдельные установки. Это позволяет организовать подачу парогазовой смеси от ПОРД к колонне регенерации, а также производить откачку ДЭГ с низа этой колонны для ее смешивания с РДЭГ и их закачкой в верхнюю часть ПОРД.

Таблица 10 – Параметры работы установки регенерации гликоля [7]

	По данным технологического регламента	На основе построения модели
Температура НДЭГ после теплообменника Т.3-1, °С	60	60,12
Температура НДЭГ после теплообменника Т.3-2, °С	60÷100	100
Температура НДЭГ после теплообменника Т.3-3, °С	120÷145	145
Давление НДЭГ на входе в колонну регенерации, МПа	До 0,6	0,15
Температура верхней части колонны, °С	60÷80	70
Температура нижней части колонны, °С	150÷163,5	163
Температура подачи ДЭГ в ПОРД, °С	145÷160	155
Температура низа ПОРД, °С	162÷164	164

Продолжение таблицы 10

Давление регенерации, МПа	0,06÷0,09	0,06÷0,075
Унос ДЭГ, кг/ 1000 м^3	0,05	0,029

В результате регенерации ДЭГ с содержанием чистого гликоля 98,1 % попадает в емкость для хранения, откуда поступает на осушку в абсорбер. Унос ДЭГ при регенерации – 2,85 кг/ч или 28,53 г / (ч * 1000 м^3).

Также были получены значения по газу: температура точки росы осушенного газа –22,03 °С, унос ДЭГ с газом 0,69 г / (ч * 1000 м^3). Потери метана при осушке 0,014 м^3 / ч.

3.1.4 Определение параметров исследования

Целью исследования является оценка эффективности мероприятий подготовки газа с помощью анализа чувствительности требуемых (определяемых) параметров от управляемых параметров процесса. Таким методом можно определять влияние различных входных данных на неопределенность результирующих параметров.

Среди важных входных параметров процесса осушки можно выделить: расход газа, расход осушителя, концентрация чистого ДЭГ в растворе-осушителе, содержание влаги в осушаемом потоке, давление и температура в абсорбере. По изменению этих параметров можно отследить их влияние на изменение: точки росы осушенного газа, количества ДЭГ, уносимого с газом и количество газа, уносимого с ДЭГ.

Эффективность регенерации можно оценить, регулируя давление в системе регенерации и температуру, при которой она происходит. Основные параметры, по которым оценивается эффективность регенерации, включают в себя: степень регенерации ДЭГ, то есть концентрацию чистого ДЭГ в выходящем с регенерации растворе и потери ДЭГ с парогазовой смесью в процессе регенерации.

3.2 Анализ параметров процесса абсорбционной осушки газа

Влияние независимых параметров на результат процесса можно оценить, изменяя их значения в исходных потоках. Тем самым можно изменять значения исследуемых параметров процесса. Независимыми параметрами в данной работе являются: расход газа [м^3], содержание капельной влаги в исходном потоке газа [г/м^3 газа], расход осушителя [м^3], содержание ДЭГ в осушителе [доли], температура [°С] и давление [кПа] абсорбции. Исследуемыми параметрами процесса абсорбции являются: температура точки росы осушенного газа [°С], потери ДЭГ с осушенным газом [кг/ч], потери газа с потоком НДЭГ [м^3/ч], а также концентрация ДЭГ в растворе, выходящем из абсорбера. Исследование проводится при условии неизменности всех параметров относительно технологического регламента за исключением одного регулируемого.

3.2.1 Влияние расхода газа

Изменение потока газа через абсорбер может происходить как в сторону повышения, так и понижения его объема. В частности, это может быть вызвано снижением добычи газа вследствие длительной эксплуатации, что вызовет снижение потока газа через абсорбер. Наоборот, подключение новых высокодебитных скважин, а также повышение нагрузки на отдельный абсорбер вследствие возможных ремонтных работ, ведет к повышению объема газа, проходящего через абсорбер.

На рисунке 17 отражено влияние изменения расхода газа, на параметры процесса осушки. Рост объема газа повышает также и совокупный объем проходящей через абсорбер воды, следовательно осушитель поглощает больше воды и общий раствор гликоля становится менее концентрированным (рис. 17 б). Но относительно большее количество влаги не задерживается в абсорбере и уносится с потоком газа, что повышает температуру точку росы (рис. 17 г). Максимальная точка росы для зимнего периода преодолевается при 110 тыс. м^3/ч. Увеличение воды в потоке снижает относительную абсорбционную восприимчивость ДЭГа к углеводородам, что вызывает

снижение потери газа с потоком раствора гликоля (рис. 17 а). Следует заметить, что больший поток газа вызывает большие возмущения и завихрения в сепараторе, поэтому увеличивается количество ДЭГа, уносимого легкой газовой фазой (рис. 17 в).

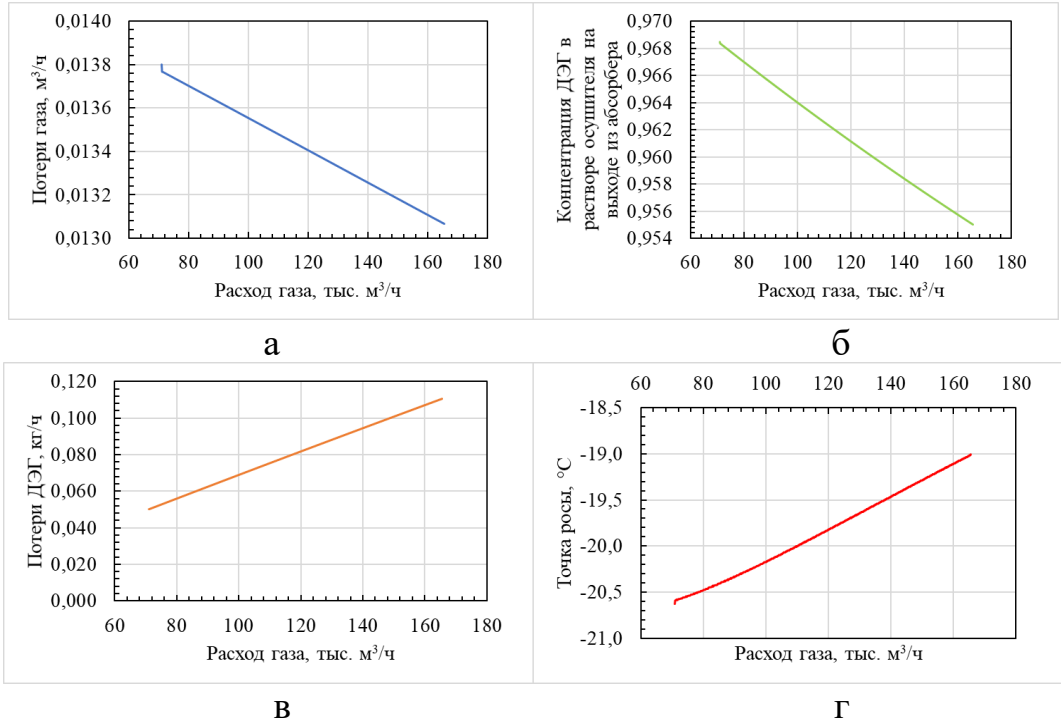


Рисунок 17 – Влияние расхода газа через абсорбер

3.2.2 Влияние расхода осушителя

Объем закачиваемого и регулируемого гликоля изменяется в промежутке от 2 до 10 м^3/ч, при условии исходного значения 3 м^3/ч.

При повышении объема раствора гликоля, поступающего в абсорбер, концентрация выходящего раствора будет выше, так как относительное количество загрязняющих газ компонентов становится меньше. Несмотря на это температура точки росы осушенного газа, имеющая резкое снижение в диапазоне 2÷4 м^3/ч, принимает свое минимальное значение на всем исследуемом участке равное -20,7 °С при расходе осушителя 5,76 м^3/ч (рис. 18 г). С ростом объема осушителя также возрастает и его содержание в потоке осушенного газа (рис. 18 в). Это может быть одной из причин повышения точки росы газа при повышении объема подаваемого ДЭГа. Также с увеличением объема осушителя вместе с увеличением уносимой воды увеличиваются и потери газа.

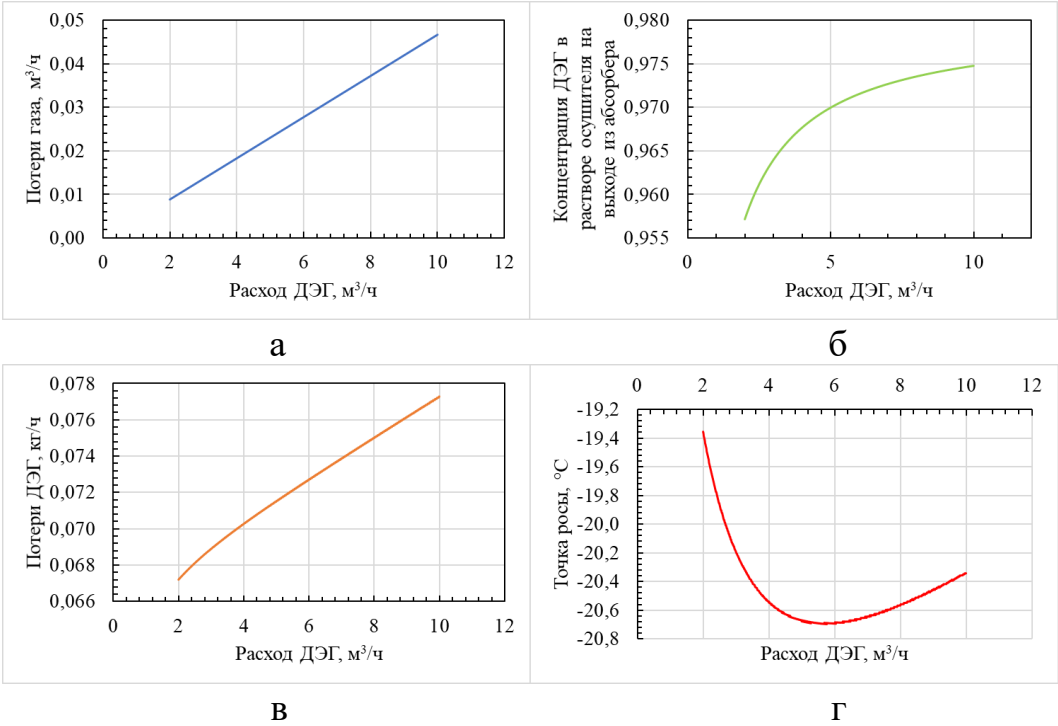


Рисунок 18 – Влияние расхода осушителя через абсорбер

3.2.3 Влияние концентрации раствора РДЭГ

Как известно, более высокая концентрация позволяет достигать более высокой депрессии точки росы, но достижение высоких концентраций ДЭГа в производственных условиях – труднодостижимая задача. Ограничения устанавливаются объемом потребляемой мощности при регенерации, а также температурой регенерации.

Так с ростом концентрации раствора гликоля, как уже было сказано, снижается температура точки росы осушенного газа (рис. 19 г). Изменение концентрации РДЭГ не вызывает изменения падения концентрации при осушке. Следовательно зависимость концентрации РДЭГ от НДЭГ принимает линейное значение (рис. 19 б). С повышением концентрации также увеличивается и масса чистого ДЭГа, а значит и потери газа также растут (рис. 19 а). Возрастающие потери гликоля объясняются увеличением чистого вещества, которое с теми же темпами захватывается газом.

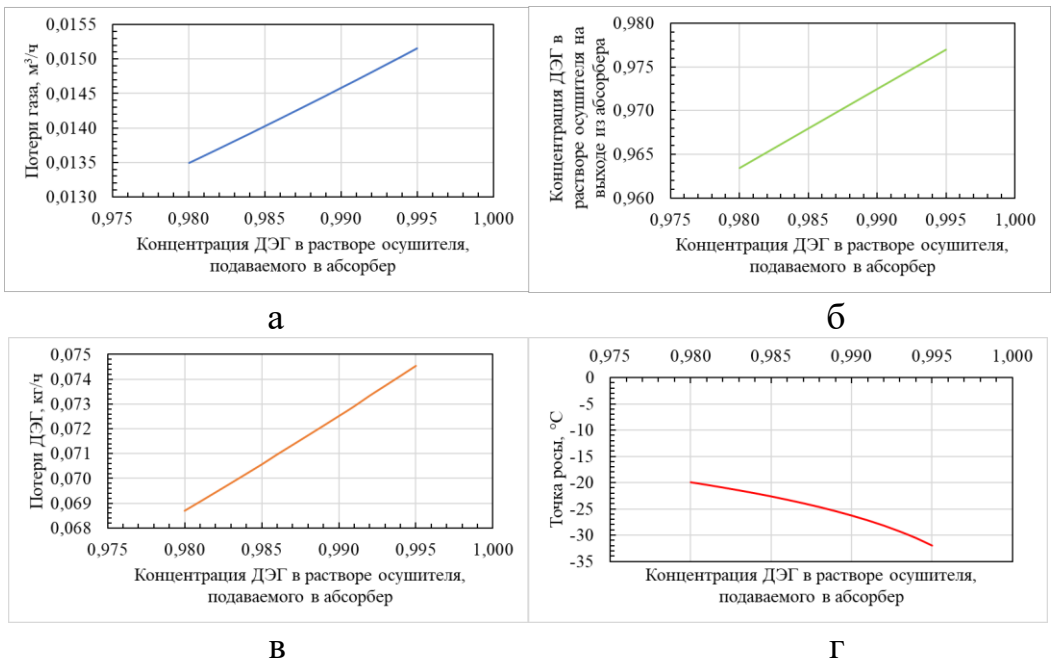


Рисунок 19 – Влияние концентрации раствора РДЭГ

3.2.4 Влияние капельной влаги в потоке осушаемого газа

В процессе эксплуатации месторождения, с течением времени давление в пласте понижается и увеличивается количество влаги и механических примесей, выносимых вместе с газом. Повышение влаги в газе – неотъемлемое последствие длительной разработки месторождения, поэтому следует учитывать данный фактор при подборе параметров.

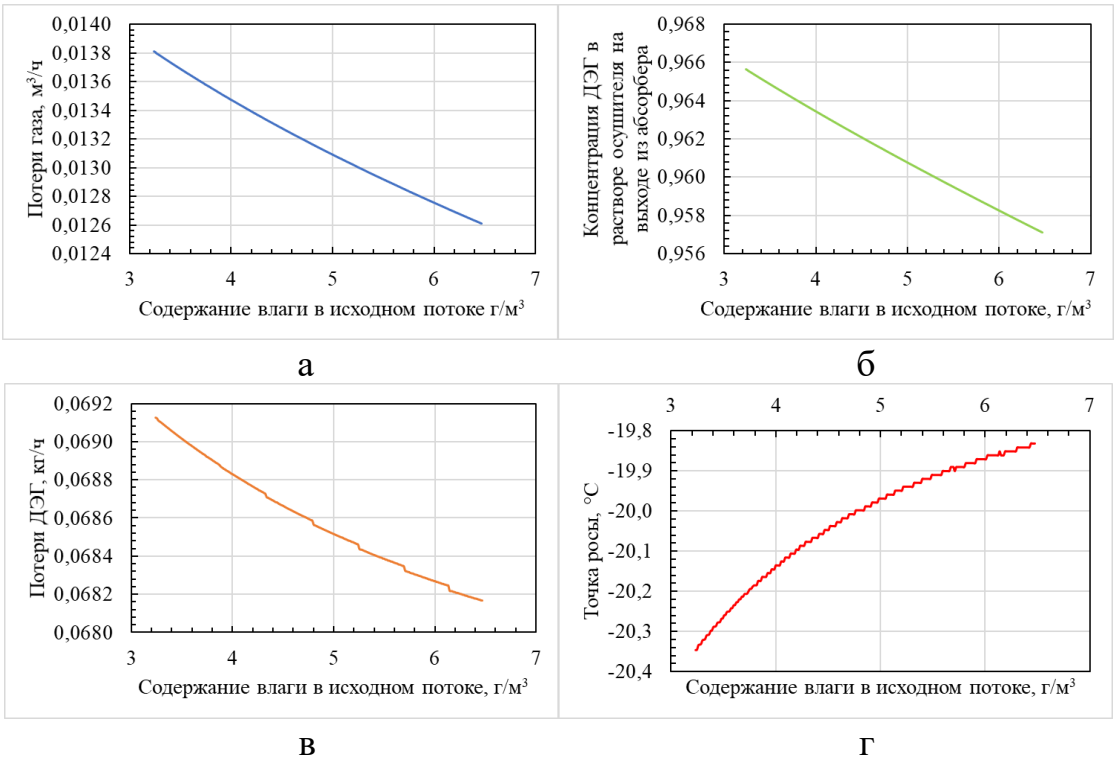


Рисунок 20 – Влияние содержания влаги в потоке газа

На текущий момент содержание влаги в газе сеноманской залежи достигает 3,8 г/м^3 газа. В рамках работы рассмотрим диапазон содержания влаги 3,2÷6,5 г/м^3, что соответствует 25÷50 кг/ч газа на входе в абсорбер.

Повышенное содержание влаги во входном потоке ведет и к повышенному содержанию в выходном, а значит и температура точки росы также повысится, но с повышением содержания влаги, тем снижается темп роста значения температуры точки росы (рис. 20 г). По аналогии с ростом расхода газа на рисунке 20 а, б наблюдается аналогичная зависимость: рост массы влаги в потоке снижает относительную абсорбционную восприимчивость ДЭГа к углеводородам и снижает их потери с потоком абсорбера. Снижение потерь ДЭГа (рис 20 в) объясняется повышенной эффективностью поглощения воды осушителем, вызванное повышенным ее содержанием. В результате большее количество ДЭГа будет связано с капельной влагой и переместится в нижние слои абсорбера.

3.2.5 Влияние давления в абсорбере

Давление потока газа, поступающего в абсорбер, регулируется в процессе компримирования системой ДКС. Оно зависит от конструкционных возможностей абсорбера и максимального допустимого давления. В данном случае в соответствии с технологическим регламентом допустимым диапазоном давлений является 2,5÷5,6 МПа [7].

В данной ситуации наибольшую поглощающую способность раствор гликоля имеет при 3250 кПа, когда концентрация ДЭГ минимальна (рис. 21 б). При снижении давления абсорбции снижается парциальное давление компонентов газового потока, что снижает их массовое содержание в объеме газа, следовательно в жидкую фазу более активно переходят все компоненты. Таким образом при снижении давления происходит более легкое отделение паров воды, что снижает температуру точки росы (рис. 21 г). Повышение потерь гликоля объясняется возникающими завихрениями в структуре потока газ-осушитель, что увеличивает количество ДЭГа, уносимого с газом (рис. 21 в).

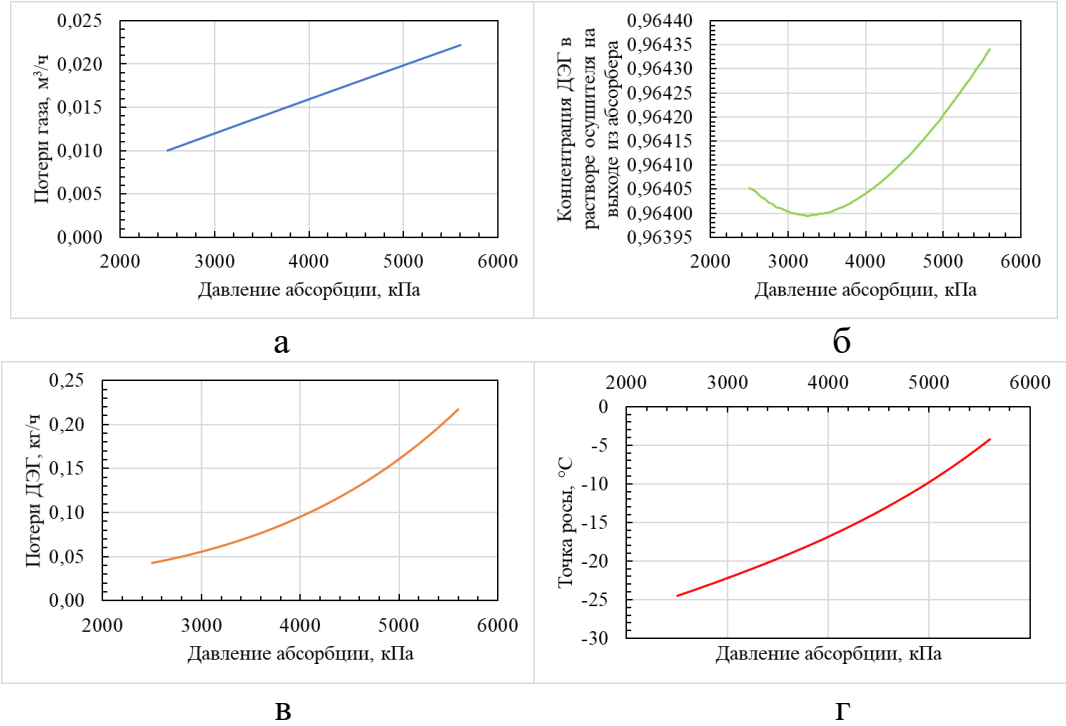


Рисунок 21 – Влияние давления абсорбции

3.2.6 Влияние температуры контакта

Температура контакта зависит от температуры газа и осушителя, подающихся в абсорбер. Влияние температуры газа на температуру контакта на порядок выше влияния температуры гликоля из-за значительного превышения количества газа.

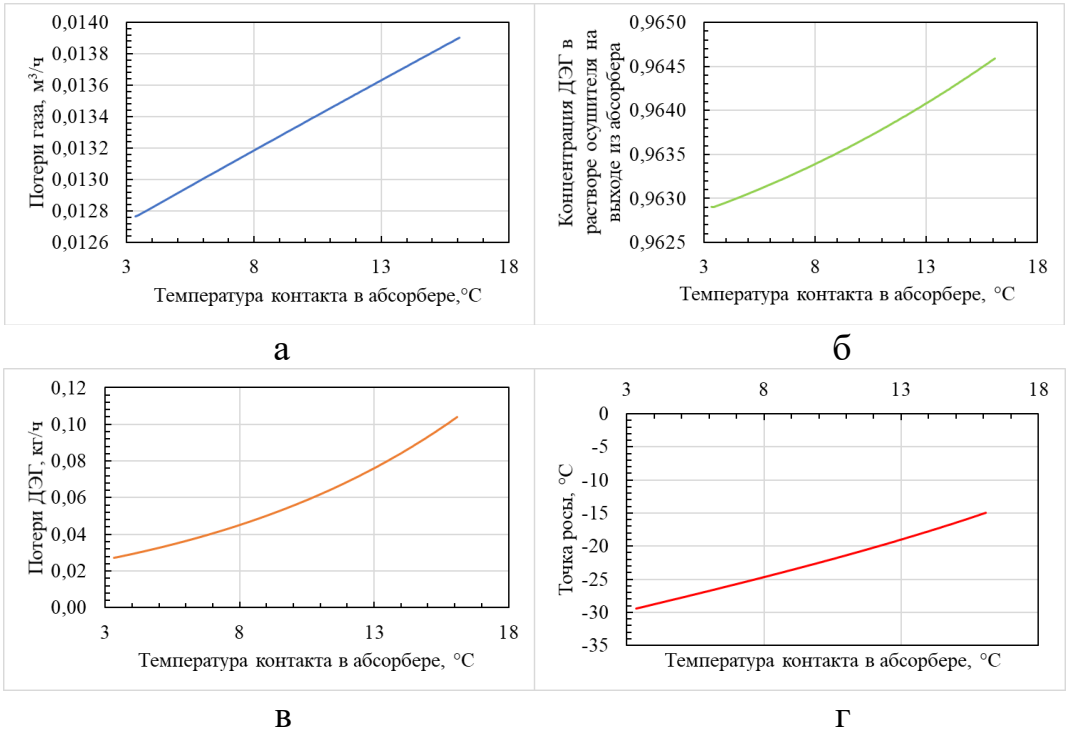


Рисунок 22 – Влияние температуры контакта

Данные зависимости аналогичны влиянию давления абсорбции. С ростом температуры повышается парциальное давление, что увеличивает вынос жидких компонентов в газовую фазу (рис. 22 в, г). В частности, это снижает способность воды абсорбироваться и увеличивает температуру точки росы. В связи с этим небольшим увеличением склонности влаги к выносу газом, увеличивается возможность для осушителя поглощения углеводородов (рис. 22 а).

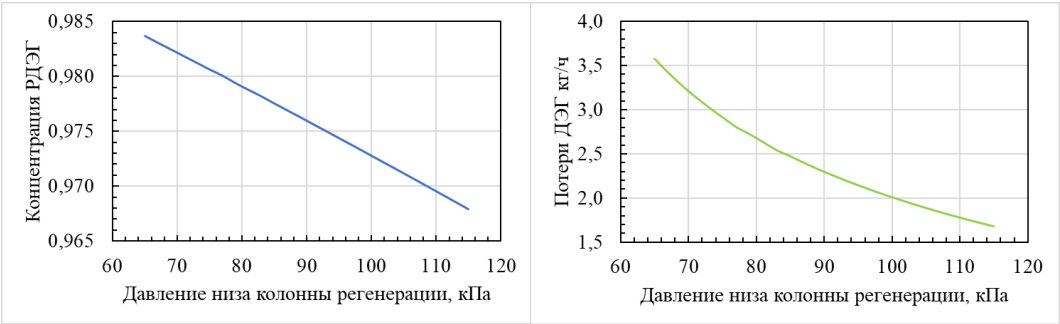
3.3 Анализ параметров процесса регенерации гликоля

Регенерация осушителя основана на том факте, что температуры кипения загрязняющих веществ ниже температуры начала разложения самого ДЭГа. Регенерация гликоля осуществляется в печи огневой регенерации ДЭГа. Среди параметров, влияющих на процесс регенерации раствора гликоля, были выбраны два основных: давление низа установки регенерации[кПа] и температура низа куба колонны [°C]. В соответствии с технологическим регламентом давление низа куба должно находиться в пределах 65÷90 кПа. Температура регенерации имеет ограничение в виде температуры начала разложения ДЭГа, которая составляет 164 °C. В связи с этим на установке предусмотрена сигнализация повышения температуры выше данной отметки, а при температуре низа куба печи в 165 °C происходит автоматическое отключение подачи топливного газа к горелке подогрева печи [7]. В рамках работы рассмотрим диапазон рабочих температур 160÷165 °C и диапазон рабочих давлений 65÷115 кПа, по изменению которых оценим концентрацию выходящего с установки регенерации раствора гликоля и потери ДЭГ в процессе регенерации [кг/ч].

3.3.1 Влияние давления в аппаратах установки регенерации

В исследуемом диапазоне давлений можно выделить два участка, разграничиваемые давлением 100 кПа: участок давления вакуумной регенерации гликоля, с давлением до 100 кПа и участок атмосферной регенерации – более 100 кПа.

Так, понижение давления в равновесной системе снижает температуру кипения всех компонентов, в связи с чем, выпаривание загрязняющих компонентов проходит более успешно, и концентрация ДЭГа в оставшемся растворе становится более высокой (рис. 23 а). В соответствии с [17] концентрация ДЭГ в РДЭГ должна быть не менее 98,0 %. Данное условие выполняется до давления 77 кПа включительно. Дальнейшее понижение давления позволяет получать более высокие значения концентраций. Например, при установлении давления в 55 кПа, концентрация РДЭГ составит 98,7 %. Но при этом повышается летучесть и потери полезного компонента (рис. 23 б). Чем более высокую концентрацию мы желаем достичь, тем более высокие потери ДЭГа будут приходиться на каждую долю процента.

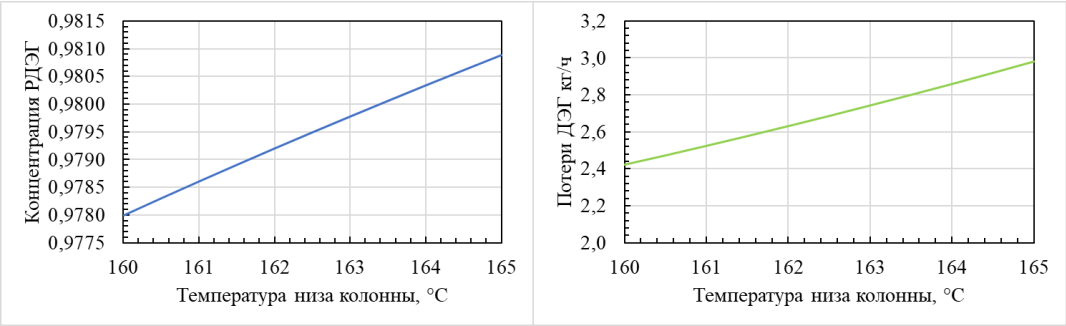


а б

Рисунок 23 – Влияние давления регенерации

3.3.2 Влияние температуры регенерации

Влияние температуры регенерации не так велико, как давления, а диапазон ее изменения сильно ограничен. Повышение температуры, как и понижение давления, вызывает увеличение выхода всех компонентов в газовую фазу. Поэтому происходит повышение концентрации самого раствора гликоля (рис 24 а), так как при данных температурах удельное испарение ДЭГа ниже, чем у его загрязнителей. Повышение температуры также вызывает повышенный унос ДЭГа из раствора (рис. 24 б).



а б

Рисунок 24 – Влияние температуры регенерации

3.4 Анализ исследованных параметров

Комбинированный анализ основан на исследовании степени влияния каждого из независимых параметров на наблюдаемые. На рисунках 25, 26, 27 представлено изменение каждого из параметров в диапазоне -15 ÷ +15 % и их влияние на изучаемые параметры, также в процентах. Степень влияния определяется углом наклона прямой к горизонтальной оси: чем больше угол наклона, тем выше влияние независимого параметра на исследуемый.

Среди рассмотренных параметров наибольшее влияние на все исследуемые оказывает концентрация раствора гликоля – угол наклона соответствующей ей прямой наибольший среди остальных для каждого из параметров (рис. 25 в, 26 в, 27 в). Регулирование данного параметра осуществляется с помощью изменения параметров работы печи регенерации ДЭГ.

Основной параметр, рассматриваемый в данной работе – температура точки росы осушенного газа (рис. 27). Как уже было сказано ранее, в наибольшей степени данный параметр изменяется при изменении концентрации раствора осушителя, но данный диапазон изменения невелик и также зависит от параметров установки регенерации. Относительно большую зависимость температура точки росы имеет от давления абсорбции и температуры контакта «газ-гликоль» (рис. 27 д, е). Температура контакта по большей части зависит от температуры самого газа, следовательно в летние месяцы температура газа выше, как и температура точки росы. Но для летних месяцев установлено

ограничение сверху в -14 °С [3], что говорит о некритичности данного фактора в этот период. В зимние месяцы, наоборот, температура окружающей среды способствует осушке газа и достижению более низкого значения температуры точки росы. Данное исследование проводилось для температуры окружающей среды 0 °С, при которой температура точки росы осушенного газа достигала - 22 °С. Следовательно, в зимние месяцы данное значение будет еще ниже. Снижение давления более эффективно для снижения температуры точки росы относительно изменения температуры абсорбции и имеет большую эффективность при снижении потерь газа и гликоля (рис. 25 д, е; рис. 26 д, е). Влияние остальных параметров прослеживается не так сильно или при больших изменениях параметров. Так, например, изменением объема подаваемого осушителя возможно понизить температуру точки росы дополнительно только на 1 °С при увеличении расхода более чем в 1,7 раза.

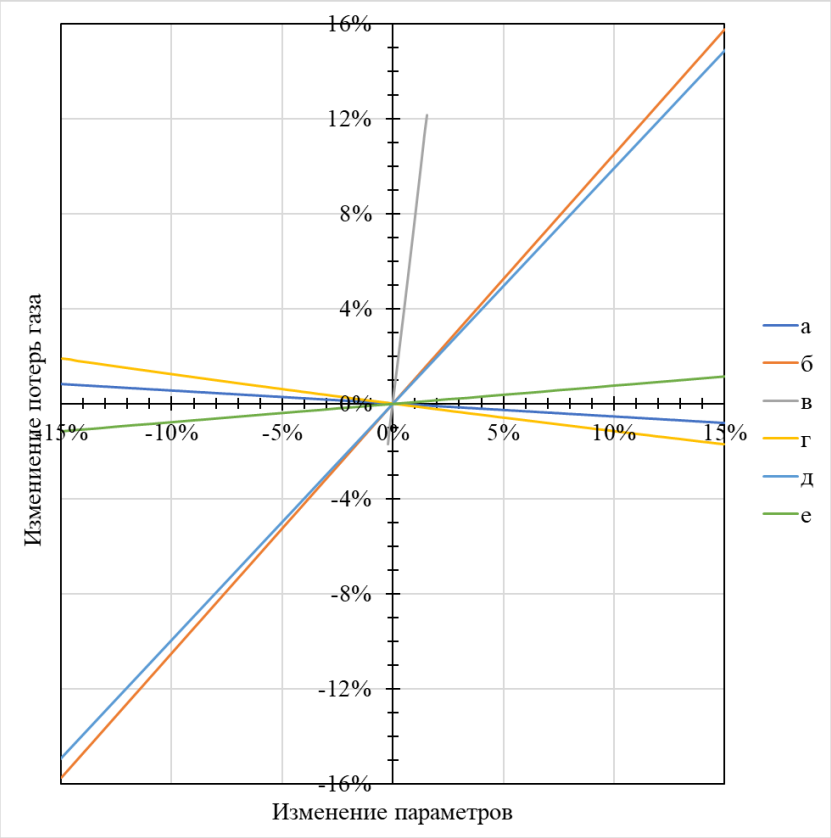


Рисунок 25 – Влияние параметров исследования на потери газа с осушителем
а – влияние расхода газа; б – влияние расхода осушителя; в – влияние концентрации осушителя; г – влияние содержания воды в газе; д – влияние давления в абсорбере; е – влияние температуры контакта «газ-гликоль»

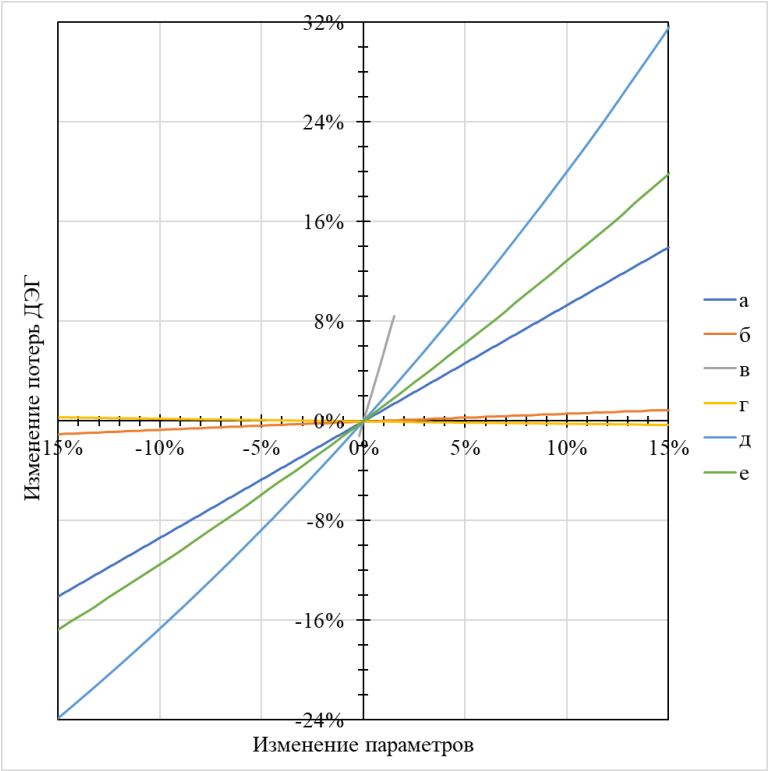


Рисунок 26 – Влияние параметров исследования на потери ДЭГа с газом
а – влияние расхода газа; б – влияние расхода осушителя; в – влияние концентрации осушителя; г – влияние содержания воды в газе; д – влияние давления в абсорбере; е – влияние температуры контакта «газ-гликоль»

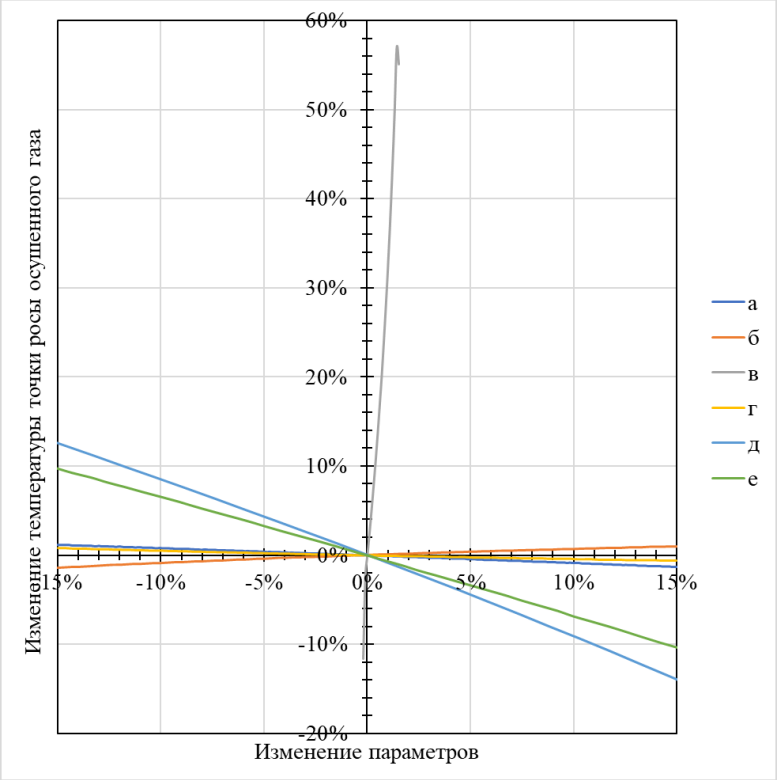
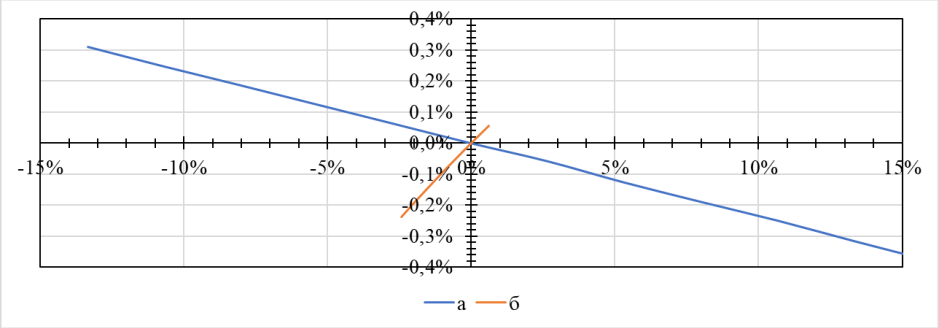


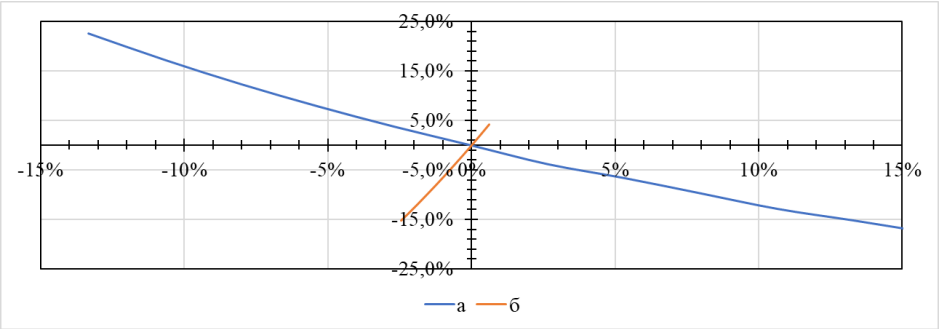
Рисунок 27 – Влияние параметров исследования на температуру точки росы осушенного газа
а – влияние расхода газа; б – влияние расхода осушителя; в – влияние концентрации осушителя; г – влияние содержания воды в газе; д – влияние давления в абсорбере; е – влияние температуры контакта «газ-гликоль»

На рисунке 28 представлены возможные способы регулирования концентрации осушителя посредством независимых параметров процесса регенерации ДЭГ. Температура регенерации системы близка к критической. Поэтому при снижении температуры до 163 °С и понижении давления на 11 % до 67 кПа можно достичь концентрации ДЭГ в регенерированном растворе до 98,25 % (масс). При этом температура точки росы снизится более чем на три градуса до –23,5 °С, а потери ДЭГ возрастут на 13 % и составят 3,22 кг/ч.

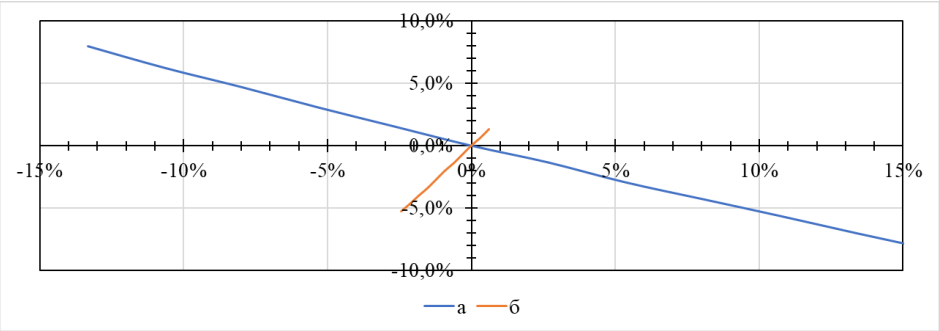
Потери ДЭГ можно сократить, снизив давление абсорбции. Снижение давления абсорбции на 500 кПа до 2900 кПа снижает потери ДЭГ на 0,02 кг/ч.



а



б



в

Рисунок 28 – Влияние параметров (на графике: а – давления; б – температуры) на зависимые параметры процесса регенерации:
а – концентрация РДЭГ, б – потери ДЭГ, в – температура точки росы осушенного данным раствором газа

Общие потери ДЭГ на всех этапах составят:

$$П_{из} = 3{,}22 - 0{,}02 = 3{,}2 \text{ кг/ч}. \quad (2)$$

Прирост потребления ДЭГ составит:

$$\Delta П_{ДЭГ} = 3{,}2 - 2{,}85 = 0{,}35 \text{ кг/ч } = 2772 \text{ кг/год}. \quad (3)$$

В результате вводимых модернизаций температура точки росы природного газа на выходе из УКПГ составит -25,37 °С, то есть снижается на 3,34 °С относительно начального значения.

Данное изменение позволит эксплуатировать месторождение при повышении добычи и влагосодержания газа в рассмотренных ранее пределах параметров в течение всего года, не опасаясь за целостность и возможность эксплуатации газопроводов. Сниженная точка росы, уменьшит вероятность аварий и образования гидратов по длине трубопровода вне зависимости от температуры окружающей среды.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Кулакову Михаилу Викторовичу

Школа	**ИШПР**	**Отделение школы**	**ОНД**
Уровень образования	**бакалавриат**	**Направление**	**21.03.01 – Нефтегазовое дело**

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Дополнительные затраты гликоля: 2772 кг/год, данные по использованию и потерям газа, данные по затратам электроэнергии.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Стоимость 1 кг ДЭГ, расстояние от поставщика до месторождения, стоимость доставки.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка дисконтирования – 5,5 % ЦБ РФ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, проведение SWOT-анализа
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Определение объема поставки и поставщиков осушителя. Определение энергозатрат и необходимых финансовых вложений, общих затрат на модернизацию
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности осушки природного газа

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Кулаков Михаил Викторович		03.03.2020

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Выполнение грамотной исследовательской работы требует наличия экономической оценки всех её элементов: как объекта исследования, так и методов, которые для этого используются. Целью данного раздела является комплексное описание и анализ экономической эффективности проведения исследования в области оценки эффективности осушки природного газа.

Финансовый менеджмент позволяет понять будет ли востребована новая разработка на рынке, целесообразность её внедрения и отвечает на вопросы коммерческой ценности исследования.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

– Определить потребность в проведении исследований в данной области;

– Провести SWOT-анализ;

– Определение объема затрат на проведение модернизации, включая затраты на доставку необходимых ресурсов, определение изменения затрат на электроэнергию и изменение потребления газа.

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Современные мировые тенденции определяют вектор развития каждой промышленной и научной области. Особенно сильно поднимается вопрос о необходимости планирования и организации всех проводимых работ, а именно – с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Таким образом, существует потребность в определении затрат на проведение исследовательских работ и их продолжительности, что, в свою очередь, определяет экономическую эффективность и конкурентоспособность рассматриваемой в данной работе установки абсорбционной осушки газа и вакуумной регенерации гликоля.

Результат исследования модели и модель установки имеют пользу не только для самого промысла, на основании которого она разрабатывалась, но и для других промыслов данного месторождения с аналогичными

технологическими особенностями процесса. Также целевыми потребителями могут стать и эксплуатационные организации, ответственные за разработку других месторождений, находящихся, как за Полярным кругом, так и в Западной Сибири, и в Поволжском и Северо-Кавказском районе, где применяется абсорбционный метод осушки газа, так как параметры модели регулируются в зависимости от термобарических условий и компонентного состава различных веществ.

Рынок услуг по повышению эффективности установок осушки газа можно сегментировать по местоположению организации-заказчика и виду осушки, применяемой на месторождении.

Таблица 11 – Карта сегментирования рынка услуг по осушке газа

		Применяемый вид осушки		
		Абсорбционная	Адсорбционная	НТС
Географическое расположение месторождения	Крайний Север			
	Юг Западной Сибири			
	Поволжский и Северо-Кавказский район			

Наиболее обширно различные методы осушки представлены на Крайнем Севере, за Полярным кругом, где находится достаточно большое количество наиболее крупных в России газовых и газоконденсатных месторождений. Ввиду простоты и доказанной временем экономической эффективности абсорбционная осушка распространена на большинстве месторождений по всей территории России. Это показывает большую потребность в различного рода исследованиях, направленных на повышение эффективности работы производства.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Выполнение данной работы основывается на рассмотрении и моделировании процесса абсорбционной осушки газа ДЭГом. Конкурирующими методиками являются адсорбционная осушка и низкотемпературная сепарация, которые также применяются на некоторых из месторождений.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot Б_i, \quad (2)$$

где К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

$Б_i$ – балл i-го показателя.

Таблица 12 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес крите-рия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$Б_{абс}$	$Б_{адс}$	$Б_{нтс}$	$К_{абс}$	$К_{адс}$	$К_{нтс}$
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Эффективность осушки	0,2	4	5	5	0,8	1	1
Надежность	0,11	5	4	3	0,55	0,44	0,33
Энергоэффективность	0,05	4	4	2	0,2	0,2	0,1
Безопасность	0,11	4	4	4	0,44	0,44	0,44
Уровень шума	0,03	5	4	2	0,15	0,12	0,06
Простота эксплуатации	0,06	5	5	3	0,3	0,3	0,18
Металлоемкость	0,08	3	2	5	0,24	0,16	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
Стоимость обслуживания	0,1	4	3	5	0,4	0,3	0,5
Срок эксплуатации	0,1	5	4	2	0,5	0,4	0,2
Потребность в человеческих ресурсах	0,06	3	3	5	0,18	0,18	0,3
Распространенность технологии	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
ИТОГО	1	47	42	40	4,26	3,94	3,87

Основные достоинства технологии абсорбционной осушки объясняются простотой конструкции установки и открытой доступностью к осушающему веществу – диэтиленгликолю; низкой потребностью в энергозатратах ввиду

отсутствия дополнительных потребителей, за исключением насосов. Отсутствие движущихся механизмов и элементов, а также истирающихся деталей дает дополнительный плюс технологии в плане надежности, отсутствия шума и длительности непрерывной эксплуатации. Также истощение рабочих возможностей осушающего компонента абсорбционной осушки ниже адсорбционной, так как последняя имеет свойство к накапливанию объема неотгоняемой жидкости в процессе регенерации с каждым новым циклом.

4.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ любого [исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильными сторонами могут являться факторы, которые отражают наиболее конкурентоспособную сторону рассматриваемой установки. Можно выделить наиболее выраженные сильные стороны:

– Высокая распространенность данной технологии во всех климатических зонах России;

– Экономичность;

– Простота обслуживания оборудования;

– Надежность технологии.

Слабыми сторонами считаются те особенности рассматриваемого объекта, которые могут препятствовать его наиболее выгодному и беспрепятственному использованию. Среди слабых сторон рассматриваемой технологии можно выделить:

– Относительно низкая депрессия точки росы;

– Повышенная металлоемкость;

– Потребность в большем числе специалистов;

– Необходимость в постоянной подпитке высококонцентрированным осушителем.

Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию в настоящем или будущем, возникающую в условиях окружающей среды проекта, которая может привести к благоприятным последствиям. Основные возможности данной технологии:

– Повышение депрессии точки росы осушаемого газа;

– Снижение потерь гликоля в потоке газа и при регенерации;

– Снижение уносимого с гликолем газа;

– Рост производства и удешевление гликоля;

– Снижение предложения промышленных адсорбентов.

Угроза представляет собой любую нежелательную ситуацию, тенденцию или изменение в условиях окружающей среды объекта, сто может иметь разрушительный или угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем. К угрозам по отношению к рассматриваемой технологии можно отнести:

– Резкое повышение эффективности работы технологий-аналогов;

– Рост стоимости осушителя;

– Появление новой легкооборудуемой технологии осушки.

Таблица 13 – SWOT-анализ

	Сильные стороны: С1. Высокая распространенность данной технологии по России; С2. Экономичность; С3. Простота обслуживания оборудования; С4. Надежность технологии.	Слабые стороны: Сл1. Относительно низкая депрессия точки росы; Сл2. Повышенная металлоемкость; Сл3. Потребность в большем числе специалистов; Сл4. Необходимость в постоянной подпитке высококонцентрированным осушителем.
Возможности: В1. Повышение депрессии точки росы осушаемого газа; В2. Снижение потерь гликоля в потоке газа и при регенерации; В3. Снижение уносимого с гликолем газа; В4 Рост производства и удешевление гликоля; В5 Снижение предложения промышленных адсорбентов.	Рост потребности в установках, работающих по данной технологии; Дальнейшее совершенствование и повышение эффективности работы установок; Снижение затрат в результате введения новых технологий.	Совершенствование и повышение эффективности работы установок; Стремление к составлению конкуренции другим аналогичным методом.
Угрозы: У1. Резкое повышение эффективности работы технологий-аналогов; У2. Рост стоимости осушителя; У3. Появление новой легкооборудуемой технологии осушки.	Баланс высоких относительных эксплуатационных затрат и долгосрочных окупаемых вложений.	Более эффективные аналоги, даже при условии отсутствия необходимости в них будут более экономичны; Замена оборудования может окупиться в течении определенного времени.

Проведённый SWOT-анализ позволяет с достаточной для данной работы точностью определять дальнейшее положение рассматриваемой технологии и установок, основанных на ней, на соответствующем рынке. Так повышение эффективности работы аппаратов осушки, а также снижение потерь на различных этапах позволяет использовать вещества повторно множество раз, что повышает экономическую эффективность всей установки в целом. Улучшения позволят поднять ценность и относительную эффективность, а также окупаемость установки абсорбционной осушки относительно рассмотренных, наиболее распространенных аналогов. Развитие аналогов негативно может отразиться на общем числе нововводимого оборудования исследуемой технологии, но уже зарекомендовавшие себя использующиеся установки смогут оправдать свой выбор и экономическую эффективность в условиях конкуренции.

4.4 Определение исходных параметров расчета затрат на проведение улучшения процесса производства

В данной работе основным направлением совершенствования производства было выбрано понижение температуры точки росы осушенного газа. Изменения подобного рода улучшают условия эксплуатации газопроводов, снижают число аварий и повышают межремонтный период эксплуатации, предотвращают закупорку газопроводов и резко снижают вероятность прекращения подачи газа потребителям.

Снижение температуры точки росы газа ведет к повышению затрат на расходуемый абсорбент – ДЭГ. Затраты на повышение расходуемого гликоля складываются из стоимости раствора гликоля и затрат на его доставку до месторождения.

4.4.1 Оценка стоимости диэтиленгликоля на рынке

В ходе работы были проанализированы рыночные цены и стоимость доставки гликоля до газового промысла ООО «Газпром Добыча Ямбург» от разных поставщиков.

Основные поставщики гликолей находятся в Нижнем Новгороде, Москве, Екатеринбурге, Казани, Волгограде, Уфе и Нижнекамске. Доставка осуществляется автотранспортом в специализированных цистернах. Примерная стоимость транспортировки 10 т гликоля на 1 км пути составляет 40 рублей (согласно перечню цен на доставку от поставщиков, представленных в работе).

Таблица 14 – Стоимость ДЭГ и расположение его поставщиков

Наименование поставщика	Цена за 1 кг ДЭГ, руб	Расположение поставщика	Расстояние до месторождения, км
ООО «Южная химическая компания»	66	г. Волгоград	3985
ООО «ТД ХимЛидер»	48	г. Москва	3979
ООО «БинаГрупп»	70	г. Екатеринбург	2136
ООО «СотСнаб»	51	г. Нижний Новгород	3555
ООО «ТД Монолит»	85	Уфа	2671
ООО «НатолХим»	48	Нижнекамск	2715

4.4.2 Определение необходимого объема закупки

По расчету результата исследования было определено, что необходимо осуществить дополнительную подпитку ДЭГ, компенсирующую его потери в процессе осушки и регенерации. Потери ДЭГ составили 0,35 кг/ч, что равно 2772 кг/год. Но этот расчет основан на потере самого вещества. Выбранные компании поставляют ДЭГ в концентрации не менее 99,5 % (масс.), что является маркой «А» в соответствии с ГОСТ 10136-2019 [17]. Тогда, необходимая масса раствора составит:

$$\mathrm{M}_{\text{р-ра}} = \frac{2772}{0{,}995} = 2786 \text{ кг/год.} \quad (3)$$

4.5 Выбор поставщика осушителя

Для определения наиболее выгодного варианта закупок рассчитаем общую стоимость закупки и доставки до месторождения дополнительного объема гликоля, требующегося на период в один год, а именно 2786 кг.

Таблица 15 – Общие затраты дополнительной поставки ДЭГ у разных поставщиков

Наименование поставщика	Цена всего объема ДЭГ, руб	Стоимость доставки, руб	Общие затраты
ООО «Южная химическая компания»	183876	44408,84	228284,84
ООО «ТД ХимЛидер»	133728	44341,976	178069,976
ООО «БинаГрупп»	195020	23803,584	218823,584
ООО «СотСнаб»	142086	39616,92	181702,92
ООО «ТД Монолит»	236810	29765,624	266575,624
ООО «НатолХим»	133728	30255,96	163983,96

Наиболее выгодная закупка диэтиленгликоля у поставщика ООО «НатолХим», г. Нижнекамск. Общая стоимость, включая доставку до месторождения составляет 163,98 тыс. рублей за 2786 кг гликоля. Низкая цена за сырье в этом случае оправдала транспортировку из сравнительно удаленного города.

4.6 Определение динамики энергозатрат

Изменение параметров технологии ведет к изменению состава и требуемого объема перекачиваемого вещества. Следовательно, изменяется нагрузка на насосные аппараты и количество потребляемой ими электроэнергии. Основными и массовыми потребителями являются насосы, установленные на подачу РДЭГ в абсорбер, откачивающие раствор ДЭГ с полуглухой тарелки печи

регенерации, откачивающие РДЭГ из нижней части ПОРД, а также насос, подающий РДЭГ в теплообменники и резервуар хранения.

Таблица 16 – Определение затрат электроэнергии

Потребитель	Затрата теплоты, кДж/ч		Затраты энергии, кВт	
	До улучшения	После улучшения	До улучшения	После улучшения
Насос, к абсорберу	24070	24000	6,6860	6,6667
Насос, от полуглухой тарелки	74520	91710	20,7000	25,4800
Насос, от ПОРД	955	1012	0,2652	0,2812
Насос, к теплообменникам	3485	3479	0,9679	0,9663
Итого	103029,6	120201	28,6191	33,3945

Можно заметить, что затраты электроэнергии возросли на 17%. Рассмотрим дополнительные финансовые затраты по электроэнергии, аналогично с дополнительными закупками ДЭГ.

Рассматриваемое производство расположено в Ямало-Ненецком автономном округе. В данном регионе цена за 1 кВт*ч составляет 2,87 рублей. Следовательно, за год дополнительные затраты составят:

$$З_{эн} = (33{,}3945 - 28{,}6191) * 2{,}87 = 13{,}7054 \text{ руб/ч} = 108564{,}8 \text{ руб/год}. \quad (4)$$

4.7 Суммарные финансовые затраты

Определим затраты на последующие десять лет после модернизирования производства. Это определяется с учетом коэффициента дисконтирования по формуле:

$$FC_n = PC * (1 + i)^{n-1}, \quad (5)$$

где FC_n – затраты в n-ый год; PC – затраты в год введения модернизации, т.е. без учета коэффициента дисконтирования; i – ставка дисконтирования (5,5 % – ставка ЦБ РФ на 24.05.2020); n – год эксплуатации.

Причем ежегодные затраты равны сумме затрат на дополнительную поставку ДЭГ и электроэнергию, а именно 273 530,7 руб/год.

Таблица 17 – Определение затрат на 10 лет, с учетом ставки дисконтирования

Год	Затраты без учета фактора дисконтирования, тыс. руб	Затраты с учетом фактора дисконтирования, тыс. руб
1	272,5	272,5
2	272,5	287,5
3	272,5	303,3
4	272,5	320,0
5	272,5	337,6
6	272,5	356,2
7	272,5	375,8
8	272,5	396,4
9	272,5	418,2
10	272,5	441,3
Σ	2725,3	3508,9

По результатам таблицы можно определить, что при вложении в совершенствование производства в начальный момент на 10 лет вперед сразу, затраты составят 272,5 тыс. руб/год. Если вложения осуществлять на ежегодной основе, то среднегодовые затраты составят 350,9 тыс. руб/год.

4.8 Экономия потребления газа

Модернизация процесса ведет не только к растратам, но и к снижению потерь газа. Так избежать потерь можно на этапе абсорбции, при более низком его уносе вместе с осушителем, а также снизив его потребление в качестве подогрева ДЭГ в ПОРД.

Снижение уноса газа в результате изменения давления абсорбции составит:

$$Г_1 = 0{,}013548 - 0{,}011741 = 0{,}001807\ м^3/ч = 14{,}311\ м^3/год. \quad (6)$$

В печи огневой регенерации ДЭГ подогрев осуществляется за счет газа, потребляемого на собственные нужды. Так как температура подогрева снизилась, то и потребление газа также должно снизиться. По данным технологического регламента низшая теплота сгорания природного газа составляет 31,8 МДж/м^3 [7].

Таблица 18 – Расход газа на ПОРД

	До улучшения	После улучшения
Затраты теплоты, кДж/ч	180700	150900
Затраты газа, $м^3$/ч	5,682	4,745
Затраты газа, $м^3$/год	45004,5	37582,6

В результате изменения технологии производства расход газа снизится на 7421,9 $м^3$/год, а общее снижение потребления и потерь составит 7436,2 $м^3$/год.

Вывод по разделу

Технология абсорбционной осушки не теряет своей актуальности и широко распространена по всей территории России. Дальнейшее ее развитие предполагает совершенствования технологии, спрос на которые растет пропорционально количеству вводимых и используемых установок.

Совершенствование процесса осушки, произведенное в данной работе, ведет к снижению аварийных ситуаций на магистральных газопроводах и повышению удобства их эксплуатации. Общие затраты, которые возникают в результате изменения параметров осушки составляют 272,5 тыс. руб/год или 350,9 тыс. руб/год при учете ставки дисконтирования. Из которых 163 984 руб/год направлены на закупку и доставку осушителя газа – 99,5 %-го раствора диэтиленгликоля, а остальные 108 565 руб/год – на оплату дополнительных затрат электроэнергии. Несмотря на растраты, выявляется сокращение расхода производящегося природного газа в объеме 7436,2 $м^3$/год, из которых 7421,9 $м^3$/год сохраняются за счет сокращения подачи газа на подогрев ДЭГ в печи огневой регенерации, а остальные – за счет снижения потерь в абсорбере в процессе осушки.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Кулакову Михаилу Викторовичу

Школа	**ИШПР**	**Отделение**	**ОНД**
Уровень образования	**Бакалавриат**	**Направление**	**21.03.01 Нефтегазовое дело**

Тема ВКР:

Комплексный анализ эффективности работы установки осушки газа на Ямбургском НГКМ (ЯНАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: природный газ, процесс абсорбционной осушки газа с помощью диэтиленгликоля, процесс регенерации диэтиленгликоля. Область применения: подготовка газа к транспортировке на установках комплексной подготовки газа.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1. Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018). Коллективный договор ООО «Газпром добыча Ямбург» на 2013–2015 годы (ред. от 20.12.2018). – 2018. – 120 с. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: повышенный уровень шума; повышенный уровень вибрации; загрязненность воздушной среды; недостаточная освещенность рабочей зоны; Опасные факторы: Повышенные значения напряжений электрической сети; взрывопожароопасность.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выбросы в атмосферу оксидов углерода и азота, метана; Гидросфера: промышленные стоки, проникание загрязненной дождевой воды в грунт; Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: пожар, взрыв ЛВЖ; утечка токсичных и взрывоопасных

	веществ; авария на энергетических сетях; заморозки; эпидемия; Наиболее вероятная ЧС: Утечка токсичных и взрывопожароопасных веществ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина Мария Сергеевна			03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Кулаков Михаил Викторович		03.03.2020

5 Социальная ответственность

В рамках данной работы осуществляется оценка эффективности установки абсорбционной осушки газа. Объектом исследования является технология подготовки газа к транспортировке на базе установки комплексной подготовки газа УКПГ-4 Ямбургского НГКМ. Эксплуатационной организацией, осуществляющей деятельность на данном месторождении и, в частности, на данном газовом промысле, является ООО «Газпром добыча Ямбург».

Более эффективная подготовка газа снижает потребление сырья и вредное влияние на экологию в результате снижения выбросов, а также благодаря более низким энергозатратам. Повышение эффективности осушки позволяет минимизировать аварии и чрезвычайные ситуации на этапах транспортировки данного газа потребителям.

Политика газодобывающих и газоперерабатывающих предприятий ОАО «Газпром» заключается в охране здоровья и безопасности его работников, в охране окружающей среды и минимальном техногенном воздействии на нее. Согласно этой политике, при осуществлении любых проектных решений предприятия должны действовать в соответствии с российскими законами, нормами и правилами в области охраны окружающей среды [18].

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Газовый промысел №4 (далее – ГП-4) расположен в Ямало-Ненецком АО, что является районом Крайнего Севера. Основной метод работы персонала промысла – вахтовый. В связи с этим правовое и организационное обеспечение принимает во внимания дополнительные условия и проблемы, которые могут возникнуть при эксплуатации объектов промысла.

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Организация трудового процесса регламентируется главами 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» и 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера

и приравненных к ним местностям» Трудового кодекса РФ [19], а также дополняющими его Федеральными законами и постановлениями Правительства Российской Федерации..

Существует ряд особенностей, которые отличаются в правовом регулировании трудовой деятельности вахтовым методом и в условиях Крайнего Севера, а именно: величина рабочего времени и времени отдыха, оплата труда, региональные надбавки и надбавки за стаж, социальные гарантии, вопросы охраны труда. Данные особенности более широко раскрываются и дополняются в Коллективном договоре ООО «Газпром добыча Ямбург» [20].

Работа в ночное время регулируется статьей 96 Трудового Кодекса РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки. Но Коллективным договором установлено уравнение продолжительности работы в ночное и дневное время для определенных видов работ, при выполнении которых продолжительность работы в ночное время устанавливается без сокращения на один час.

Согласно статье 109 Трудового Кодекса РФ работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогревания и отдыха, которые включаются в рабочее время.

5.1.2 Требования к компоновке рабочей зоны

Основную деятельность технолог по добыче нефти и газа осуществляет на пульте оператора и контролирует требуемые параметры, которые определяются на всех участках и установках газового промысла.

Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. При этом должны учитываться ограничения, налагаемые спецодеждой и снаряжением человека-оператора, в которой он нередко может находиться после проведения ежедневного осмотра установок и отбора необходимых проб. При расположении

элементов рабочего места должно быть предусмотрена защита оператора от влияния вредных и опасных производственных факторов, а также возможность экстренно покинуть пультовое помещение [21].

При размещении органов управления необходимо выполнять требования:

– органы управления должны располагаться в зоне досягаемости моторного поля;

– наиболее важные и часто используемые органы управления должны быть расположены в зоне легкой досягаемости моторного поля;

– органы управления, связанные с определенной последовательностью действий оператора, должны группироваться таким образом, чтобы действия оператора осуществлялись слева направо и сверху вниз;

– расположение функционально идентичных органов управления должно быть единообразным на всех панелях рабочего места;

– расположение органов управления должно обеспечивать равномерность нагрузки обеих рук и ног человека-оператора [21].

Определение границ зон досягаемости моторного поля регламентируется ГОСТ 12.2.032-78 «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» (рис. 29) [22].

Также должна обеспечиваться эргономичная конструкция различных управляющих механизмов пульта: выключатели и переключатели типа «Тумблер» [23], клавишные, кнопочные [24] и поворотные [25] выключатели и переключатели.

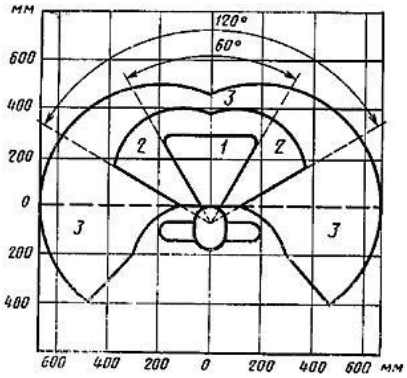


Рисунок 29 – Зоны выполнения ручных операций и размещения органов управления [22]

1 - зона для размещения наиболее важных и очень часто используемых органов управления; 2 - зона для размещения часто используемых органов управления; 3 - зона для размещения редко используемых органов управления

5.2 Производственная безопасность

Таблица 19 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015[26])	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности [27]
2. Повышенный уровень общей вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования [28]
3. Загрязненность воздушной среды рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [29]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [30]
5. Повышенные значения напряжений электрической сети	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [31] ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля [32]
6. Взрывапожароопасность		+	ФЗ от 22.07.2013 г. №123, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [33]

5.2.1 Повышенный уровень шума

Шум – звуковые колебания в диапазоне слышимых частот, способные оказать вредное воздействие на безопасность и здоровье работника [27]. Среди многочисленных источников шума можно выделить основные: движение газа через сужения и отводы газопроводов, работа насосов и турбодетандерных агрегатов, а также многочисленные вентиляционные установки в каждом помещении.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты, увеличение риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной системы [27].

Нормативным эквивалентным уровнем звука на рабочих местах, является 80 дБА. При воздействии шума в границах 80-85 дБА и выше работодателю необходимо минимизировать возможные негативные последствия путем выполнения следующих мероприятий: снижения шумовых характеристик оборудования; информирование работающего с оборудованием персонала о минимальных шумовых режимах работы и недопущение в данные рабочие зоны посторонних рабочих; использование защитных экранов, кожухов и звукопоглощающих покрытий; обязательное предоставление рабочим СИЗ органов слуха [34].

5.2.2 Повышенный уровень вибрации

Насосы и различное компрессорное оборудование также является причиной повышенной вибрации. Повышенная вибрация наблюдается на местах работы водителей автотранспортных средств и металло- и деревообрабатывающих оборудований. Повышенное вибрационное воздействие ведет не только к значительному снижению комфортности условий труде, но и к ухудшению состояния здоровья работников (поражение нервной системы, зрительного и вестибулярного аппарата) вплоть до профессиональных заболеваний.

Машина считается виброопасной если в любых режимах ее работы и любых условиях ее применения максимальное значение эквивалентного корректированного виброускорения не превышает 2,0 м/с^2 для локальной и 0,56 м/с^2 для общей вибрации [34]. Ответственность за соблюдение установленных гигиенических нормативов по вибрации на рабочих местах лежит на работодателе. Для этого он должен применять меры, направленные на снижение вибрационной нагрузки, в частности: использование установок с пониженной виброактивностью и оптимальное их размещение относительно рабочего места; использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации; обучение рабочих, не имеющих медицинских противопоказаний, правильному применению машин; контроль за вибрацией на рабочих местах и за правильным использованием средств виброзащиты [28].

5.2.3 Загрязненность воздушной среды рабочей зоны

Все технологические установки непосредственно связанные с подготовкой газа содержат в своих полостях природный газ, который в больших концентрациях является отравляющим веществом, может воздействовать на нервную систему, вызывать удушье и головную боль. Также в производстве используются такие вредные вещества как диэтиленгликоль, метанол и одорант. Метанол в небольших количествах вызывает повреждение большинства внутренних органов и потерю зрения, а большое количество приводит к летальному исходу. Диэтиленгликоль токсичен: при попадании в организм вызывает острое отравление, действует на почки, печень [17]. Меркаптаны, применяемые в качестве одорантов, в малых концентрациях вызываю головную боль и тошноты, в больших – судороги и остановку дыхания.

Таблица 20 – Токсические свойства сырья и полупродуктов производства

Наименование	Агрегатное состояние	Класс опасности [29]	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м^3
Газ природный	Газ	4	7000
Метанол	Жидкость	3	5
Диэтиленгликоль	Жидкость	3	10
Одорант	Жидкость	2	1

Для минимизации воздействия данных веществ применяются СИЗ – противогазы, газоанализаторы и СКЗ – активная вентиляция и проветривание помещений перед работой и осмотром в них. Проводятся инструктажи при газоопасных работах и работах с отравляющими веществами. При работе с жидкими веществами предусмотрены резиновые перчатки и сапоги и защитные очки. В природный газ и метанол также добавляют одорант, чтобы определять наличие газа в воздухе рабочей зоны и отличать метанол от этилового спирта [7].

5.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность – вредный фактор, который вызывает снижение зрения и даже слепоту, повышает утомляемость и снижает работоспособность. При работе персонала промысла преобладает общее освещение.

Таблица 21 – Рекомендуемые световые отдачи приборов общего освещения [30]

Тип источника света	Световая отдача приборов не менее, лм/Вт, при минимально допустимых индексах цветопередачи R_a			
	R_a>80	R_a>60	R_a>40	R_a>20
Световые приборы для общего освещения помещений				
Световые приборы со светодиодными источниками света и светодиодными модулями	90	100		
Световые приборы с люминесцентными источниками света	50	40		
Световые приборы с металлогалогенными источниками света	55	50		
Световые приборы с натриевыми лампами высокого давления		50	60	

Минимальная освещенность на рабочих местах не должна отличаться от нормируемой средней освещенности в помещении более чем на 10%. К средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры, защитные очки [30].

5.2.5 Электробезопасность

Источником опасности может служить любой электрический прибор: от настольной лампы до насосов, работающих под высокими напряжениями при неправильной их эксплуатации. Электрический ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (разложение органических жидкостей) и биологическое (судорожные сокращения мышц тела, легких, сердца) действие.

Таблица 22 – Максимальные значения напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека при нормальном режиме электроустановки [31]

Род тока	U, В	I, мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Защита персонала от электричества обеспечивается специальной одеждой, предотвращающей накапливание статического электрического заряда. Обеспечение недоступности, изоляции и заземления токоведущих частей. Предупредительные таблички о классе помещения и оборудования по электробезопасности, а также о круге допускаемых к работе лиц.

5.2.6 Взрывопожароопасность

Природный газ – сам по себе является источником воспламенения при его концентрации в воздухе от 4 до 16%. Самая взрывоопасная концентрация – 9,5% Также ДЭГ, использующийся в аппаратах осушки, является взрывопожароопасным веществом при концентрационных пределах распространения пламени 1,7÷10,6% [7]. Опасный фактор огневого шара паровоздушой смеси углеводородов – тепловой импульс, и как следствие ожоги различной степени тяжести вплоть до летального исхода, удушение продуктами горения природного газа.

Основные методы предотвращения возгораний – герметичная конструкция всех емкостей и резервуаров, а также активная вентиляция помещений и цехов; использование персоналом обмедненного инструмента,

предотвращающего возникновение искр. В качестве средств пожаротушения применяется пар, вода, углекислый газ, песок, химические порошки, на территории промысла располагаются огнетушители, пожарные щиты и гидранты, емкости с песком; каждый рабочий обоспечивается СИЗОД.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Влияние производства на атмосферу

Наибольшее число загрязнения окружающей среды от технологического процесса приходится на атмосферу: продукты горения газа на собственные нужды, утилизация промышленных стоков регенерации метанола путем испарения; вынос в атмосферу веществ, захваченных осушителем, при его регенерации; утечки природного газа через неплотности арматур и фланцы, а также его сброс при плановой ежегодной остановке промысла для проверки функционирования и герметичности каждой технологической емкости и аппарата.

Таблица 23 – Выбросы в атмосферу [7, 35]

Наименование	Суммарный выброс, т/год	Метод обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Значение критерия качества воздуха (по ОБУВ), мг/м^3
Оксиды углерода	2620,372	Рассеивание в атмосфере	Периодический	5,0
Метан	887,585		Постоянный	50,0
Диоксид азота	498,004		Периодический	0,20
Оксид азота	485,554		Периодический	0,40
Метанол	12,905		Постоянный	1,0
Углерод (сажа)	9,891		Периодический	0,150
ДЭГ	4,020		Постоянный	0,20
Диметилбензол	2,314		Периодический	20,0
Уайт-спирит	2,236		Периодический	1,0
Бутилацетат	1,613		Периодический	0,10
Метилбензол	1,205		Периодический	0,60
Керосин	0,905		Постоянный	1,20

Предупреждение высоких выбросов гарантируется герметизацией технологических процессов и работой оборудования под давлением, превышающим максимальное рабочее. Охрана приземного слоя атмосферы от загрязнения вредными выбросами обеспечивается геометрическими

параметрами соответствующей свечи, дымовой трубы или выхлопной шахты, при которых происходит их рассеивание в верхних слоях атмосферы [7].

5.3.2 Влияние производства на гидросферу

Основными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промышленные стоки, образующиеся на большинстве этапов подготовки газа, содержащие в своем составе метанол, ДЭГ. Для уменьшения отрицательного воздействия отводимых сточных вод предусмотрена их очистка и повторное использование: на установках биологической очистки и очистных сооружениях производственных сточных вод.

5.3.3 Влияние производства на литосферу

Почва имеет свойство накапливать в себе различные загрязняющие и токсичные вещества, что способствует загрязнению поверхностных вод и близлежащих водоемов, а также нарушает растительный покров. Естественное восстановление поврежденного грунта и растительности происходит довольно медленно, поэтому обеспечивается равномерная рекультивация нарушенных земель и растительности. Предусматривается раздельный сбор бытовых и производственных отходов, утилизация которых производится на специальных полигонах; хранение ГСМ и лакокрасочных жидкостей осуществляется в специальных емкостях, установленных на бетонированных площадках.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Любое промышленное производство в виду его специфичных особенностей неотделимо от чрезвычайных ситуаций и происшествий. По природе возникновения их можно разделить на: природные (землетрясения, вулканическая активность), техногенные (пожар, обрушение зданий), экологические (опустынивание), биологические (эпидемии), социальные (терроризм, войны), антропогенные [36].

5.4.1 Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на производстве

Среди возможных чрезвычайных ситуаций, на данном этапе подготовки газа на промысле могут возникнуть следующие:

1. Пожар (взрыв) легковоспламеняющихся, горючих веществ – источником может являться любое из многочисленных используемых в производстве веществ: метанол, ДЭГ, топливо автомобилей и др.; а также природный газ в концентрации, достаточной для воспламенения;
2. Утечка токсичных и взрывопожароопасных веществ – потеря полезного продукта и материалов из-за негермеричности ЗРА и соединяющих фланцевых соединений, а также сварных стыков;
3. Авария на электроэнергетических сетях с долговременным перерывом электроснабжения;
4. Заморозки, снежные бури;
5. Эпидемиологическая вспышка опасных инфекционных заболеваний.

5.4.2 Предупреждение ЧС и порядок действий в случае ее возникновения

Наиболее часто встречающейся ЧС является утечка токсичной и взрывопожароопасной продукции. Наименьшее, к чему может привести несвоевременное устранение данной проблемы – экономические растраты, загрязнение цеховых поверхностей. Основные проблемы, которые может вызвать данная ситуация – загрязнение атмосферы рабочей зоны и возможное отравление персонала, а также повреждение технологических установок при регулировании параметров. Для предотвращения возможной ситуации предусмотрены и проводятся мероприятия:

– Контроль герметичности всех технологических установок;

– Комплексный сброс всех отходов производства: газообразные отходы – через свечу рассеивания, жидкие – через ГФУ;

– В помещениях с возможностью скопления токсичных и взрывоопасных продуктов установлены датчики контроля загазованности;

– Наличие естественной и активной вентиляции помещений;

– Взрывобезопасное исполнение элетро- и осветительной аппаратуры.

Первоочередные действия при обнаружении утечки рабочим персоналом:

1. Сообщение об аварии на главный пульт промысла;
2. Автоматический запуск алгоритма АО цеха;
3. Сообщение о ЧС должностным лицам согласно схеме оповещения;
4. Эвакуация персонала из зоны действия опасного фактора;
5. Проведение работ по локализации и ликвидации аварии;
6. Вывод оборудования на нормальный режим работы.

Вывод по разделу

Безопасность на производстве и здоровье персонала – один из важнейших факторов, гарантирующих успешное развитие и позволяющих создать хорошее мнение о работодателе среди сотрудников. В противном случае, пренебрежение правилами и требованиями безопасности может привести к печальным последствиям. Необходимо сохранять дальнейшую тенденцию к повышению значимости безопасности жизни и здоровья трудящихся на предприятии.

Несмотря на большое число выбросов в атмосферу и воздействие на экологию в целом, природный газ считается наиболее безвредным из ископаемых видов топлива. Для снижения негативного воздействия можно адсорбировать оксиды азота и углерода для их использования в чистом виде в других сферах промышленности.

Заключение

В данной работе был рассмотрен технологический процесс подготовки природного газа методом абсорбционной осушки диэтиленгликолем к дальнейшей его транспортировке, а также регенерации абсорбента: технология и конструкционные особенности соответствующих установок, их классификация.

На основе технологического регламента УКПГ-4 Ямбургского НГКМ в программе «Unisim Design» была построена модель, отражающая основные элементы и особенности строения установок, включенных в процессы осушки газа и регенерации гликоля. На ее основе был проведен анализ чувствительности наиболее важных эксплуатационных зависимых переменных (выбросы ЛОС, температура точки росы сухого газа, потери абсорбента) от независимых параметров. Наибольшее влияние на температуру точки росы осушенного газа оказывает концентрация абсорбирующего вещества в его растворе, давление и температура контакта в самом абсорбере.

Была предложена модификация независимых параметров процесса осушки, направленная на понижение температуры точки росы осушенного газа. Данное изменение снижает риск аварий, связанных с образованием гидратов и льда вследствие высокого содержания влаги в потоке газа на магистральных газопроводах. Благодаря снижению давления регенерации абсорбента и процесса абсорбции удалось снизить температуру точки росы газа, выходящего из абсорбера с -20,2 °С до -23,5 °С. На выходе из УКГП газ имеет температуру точки росы -25,37 °С. Дополнительные затраты ДЭГ при этом составляют 0,35 кг/ч.

Определены общие затраты, которые возникают в результате изменения параметров осушки. Они составляют 272,5 тыс. руб/год, из которых 163 984 руб/год направлены на закупку и доставку осушителя газа – 99,5 %-го раствора диэтиленгликоля, а остальные 108 565 руб/год – на оплату дополнительных затрат электроэнергии. Также было выявлено сокращение расхода производящегося природного газа в объеме 7436,2 м^3/год, из которых

7421,9 м^3/год сохраняются за счет сокращения подачи газа на подогрев ДЭГ в печи огневой регенерации, а остальные – за счет снижения потерь в абсорбере в процессе осушки.

В разделе «Социальная ответственность» был произведен анализ опасных и вредных факторов, которым могут быть подвержены рабочие при работе с установками подготовки газа, методы предотвращения и защиты от них.

Список использованных источников:

1. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2009. – 596 с.
2. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка углеводородных газов. М.: Изд. «Химия». – 1984. – 192 с.
3. СТО Газпром 089–2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ". – 2010. – 20 с.
4. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. Норман, США. – 1972. Пер. с англ. под ред. д-ра техн. наук Гудкова С.Ф. М.: «Недра». – 1977. – 349 с.
5. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ. – 2004. – 268 с.
6. Мельников В.Б. Промысловый сбор и переработка газа и газового конденсата: Учебник. М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2017. – 464 с.
7. Технологический регламент эксплуатации опасных производственных объектов промысла №4 Газопромыслового управления Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «Газпром добыча Ямбург» при осуществлении технологического процесса сбора и подготовки опасных веществ. М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ". – 2018. – 221 с.
8. Массообменные аппараты. Большая российская энциклопедия [Электронный ресурс] / гл. ред. Кравец С.Л., ред. Баранов Д.А. – Электрон. дан. – М.: Мин-во культуры РФ. – 2019. URL: https://bigenc.ru/chemistry/text/2191302. Дата обращения: 05.04.2020.
9. Совершенствование массообменного и сепарационного оборудования подготовки газа / Зиберт Г.К., Зиберт А.Г., Ланчаков Г.А., Ставицкий В.А., Ларюхин А.И. // Проблемы освоения месторождений

Уренгойского комплекса: Сборник научных трудов / ООО «Газпром добыча Уренгой». – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 366 с.

10. Маркин А.Н., Бриков А.В., Суховерхов С.В. Образование гелеподобных веществ в системах регенерации гликолей // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2015. – № 9. – С. 50–54.
11. Грынив О.Б., Шумская К.А., Шумский Н.М. Методы регенерации гликолей в газовой промышленности // Молодой ученый. – Казань: ООО «Издательство Молодой ученый», 2020 – №4 – С. 47-48.
12. Гудков С.Ф., Бекиров Т.М. Усовершенствование установок осушки и очистки нефтяного газа. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1996.
13. Гриценок А.И. Научные основы промысловой обработки углеводородного сырья. – М.: «Недра». – 1997.
14. Технический прогресс в технологии осушки природного газа / Авт.: Т.М. Бекиров, А.Л. Халиф, Ю.В. Сурков и др. – М.: ВНИИЭГазпром. – 1995.
15. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. – М.: «Недра». – 1980. – 293 с.
16. Будник В.А. Работа в среде «Honeywell UniSim Design». – Салават, 2010 – 80 с.
17. ГОСТ 10136-2019. Диэтиленгликоль. Технические условия (с Поправкой). М.: Изд-во стандартов. – 01.05.2020. – 19 с.
18. Социальная ответственность. Газпром добыча Ямбург [Электронный ресурс] – ООО «Газпром добыча Ямбург». – 2020. URL: https://yamburg-dobycha.gazprom.ru/social. Дата обращения: 02.05.2020.
19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
20. Коллективный договор ООО «Газпром добыча Ямбург» на 2013–2015 годы (ред. от 20.12.2018). – 2018. – 120 с.

21. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.
22. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
23. ГОСТ 22615-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели типа «Тумблер». Общие эргономические требования.
24. ГОСТ 22614-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели клавишные и кнопочные. Общие эргономические требования.
25. ГОСТ 22613-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели поворотные. Общие эргономические требования.
26. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
27. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
28. ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования.
29. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
30. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
31. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
32. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
33. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
34. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологичемские требования к физическим факторам на рабочих местах.

35. ГН 2.1.6.2309 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
36. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.